

CADON
EB
-AS6

ANNUAL REPORT 1991 - 1992

Ontario Energy Board



CONTENTS

Message from the Chair	3
Introduction	5
Structure	12
The Public Hearing Process	14
Review of Activities	17
Natural Gas Rates Applications	19
Ontario Hydro Reference	25
Generic Hearing	26
Facilities Applications	27
Gas Storage and Drilling Permit Applications	29
New Franchise and Certificate	29
Other Reports	29
Cost Awards	30
Glossary of Terms and Acronyms	32

The Ontario Energy Board is located at
2300 Yonge Street
Suite 2601
Toronto, Ontario
(416) 481-1967

Copies of this and other Board publications may be purchased from the
Ontario Government Bookstore, 880 Bay Street, Toronto.
Telephone (416) 326-5300.

Out-of-town customers please contact the Ministry of Government Services,
Publications Services Section, 5th Floor, 880 Bay Street, Toronto, Ontario M7A 1N8.
Toll-free long distance: 1-800-668-9938.

ISSN 0317-4891

Photographs by Vincenzo Pietropaolo. Photographs of hydro installations courtesy
of Ontario Hydro (photographers Harry James and Gary Smith) and of gas
installations courtesy of Centra Gas Ontario Inc., The Consumers' Gas Company Ltd.,
and Union Gas Limited.



Minister
Ministre

Ministry
of
Energy Ministère
de
l'Énergie

Queen's Park
Toronto, Ontario
M7A 2B7
416/327-2936
Fax 327-1216 Queen's Park
Toronto (Ontario)
M7A 2B7
416/327-2936
Télécopieur 327-1216

The Honourable Henry N.R. Jackman
Lieutenant Governor of the
Province of Ontario:

I hereby submit the annual report of the Ontario Energy Board. It reviews the events and activities of the fiscal year 1991-1992.

Respectfully submitted,

Brian Charlton

Brian A. Charlton
Minister





Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

<https://archive.org/details/31761116530619>

MESSAGE FROM THE CHAIR

In January 1992 I returned to the Ontario Energy Board after five years on various assignments with the Ontario government. At the time I left the Board in 1987, the natural gas industry had embarked on a process to facilitate the letter and intent of the Western Accord and the Agreement on Natural Gas Markets and Prices. During the years away from the Board, I observed with great interest the way in which the industry in general and the Board in particular met the challenges posed by deregulation.

With deregulation, the forces of supply and demand resulted in the price of gas being substantially lower than it had been. In fact, despite the increases in utility operating costs, the overall cost of gas to the customers is not markedly different today from a decade ago.

The increasing competitiveness of gas over other forms of energy has increased the need for gas utilities to make capital investments to adjust to the new demand. This fact largely explains why gas utilities have in recent years been appearing before the Board for review of their rates on an annual basis. I anticipate that this will continue to be the case for the foreseeable future.

As the second half of the 1980s was marked as the 'era of deregulation,' the 1990s are shaping up to be the 'green era.' The issues of conservation, environmental concerns, and sustainable development will assume increasing significance, and the traditional role and practices of the utility may need to be modified. The challenge for the Board is to consider these forces in terms of the overall public interest and within the context of appropriate legislation, government policy, and regulatory practice.

During the fiscal year, the Board initiated a process whereby public input is being sought to explore the area of integrated resource planning (IRP) for natural gas utilities and how such a concept can be incorporated into practice. The focal point of the discussion is expected to be whether existing regulatory practices act as a disincentive for utilities to embrace integrated resource planning and how any inherent conflicts that may exist in such practices can be resolved. Given the importance, complexity, and, no doubt, controversy of the subject, it is expected that the process will take some time to complete.

Summaries of some of the more significant decisions issued during the fiscal year are presented in this Report. The diversified nature of these decisions illustrates the variety of skills required at the Board to deal effectively with these matters. The increasingly complex workload could not have been handled without the talent, expertise, and cooperation of our very dedicated Board members and staff.

During the fiscal year the Board conducted its annual review of Ontario Hydro's proposed bulk power rate increase for 1992 and made a number of recommendations to the government. It is worth noting that the issues of non-utility generation and energy management are increasingly taking more hearing time while the need to scrutinize other areas of the utility's operations has not diminished.

The Board also issued a number of decisions under the Intervenor Funding Project Act, a three-year pilot project. The Board is encouraged by the increased public participation in the hearing process made possible as a result of this legislation. In that regard, as part of a government review of the project, the Board responded to a request for input and recommended a number of changes directed mainly at making the intervenor funding process more efficient and effective.

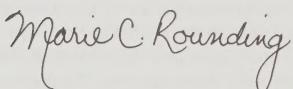
At the same time, the Board has been working towards reducing some of the uncertainty surrounding its treatment of cost awards, and towards reducing the time required to process these awards at the conclusion of a hearing. Revised policies and procedures are being considered which we hope will give financially restricted intervenors greater confidence in the cost award process when they weigh the need to apply to the Board for advance funding under the Intervenor Funding Project Act.

In the continuing effort to streamline the regulatory process, a number of practices are being reviewed, and some are already being implemented. For example, the Board has recently used a two-year test period rate review process and a mechanism for alternative dispute resolution (ADR) whereby parties can resolve issues before a hearing commences. Although only in the development stage, early signs are that these procedures, if implemented properly, may limit actual hearing time and reduce costs. The Board is continually considering suggestions made to it by interested parties, including suggestions from a Board staff / Ontario Natural Gas Association committee which meets on a regular basis.

Changes in membership of the Board during the year include the departures of Mrs. V.W. Bielski and Dr. R.M.R. Higgin. We appreciate the contributions these individuals made to the work of the Board, and we wish them well in their current endeavours.

I would also like to recognize the previous Chair, Stephanie J. Wychowanec, for her role during her three-year term of office which ended in June 1991. Miss Wychowanec was appointed as Chair of the Board following a long and distinguished career in many key positions within the Ontario government. Her extensive experience was a valuable asset to the government and to the Board. I would also like to express my appreciation for the contribution of Mr. O.J. Cook in assuming the position of acting Chair for six months of the fiscal year and for his assistance to me after my appointment to this position. Mr. Cook was appointed Vice-Chair of the Board effective November 7, 1991.

As I look to the future, the professionalism, competence, and dedication I observe in the Board's membership and staff enhance my confidence that the responsibilities entrusted to the OEB will continue to be met with competence and fairness.

A handwritten signature in cursive script that reads "Marie C. Rounding".

Marie C. Rounding
Chair

INTRODUCTION

Ontario relies heavily on natural gas as an energy source and as a feedstock, primarily in the production of chemicals. Natural gas is the major fuel for all sectors of the economy except transportation, and it is the primary fuel used in heating space and water in the province. Indeed Ontario uses more natural gas than any other consuming province and accounts for approximately 42 percent of the total demand for Canadian natural gas. Natural gas provides approximately 32 percent of the energy consumed in the province, while electricity provides about 19 percent. Liquid fuels (oil and natural gas liquids), coal, and wood provide the balance of Ontario's energy consumption.

The Ontario Energy Board regulates the natural gas industry through the setting of rates, authorizing the construction of transmission lines, and approving franchise agreements. The Board also advises the Minister of Energy on general matters relating to the natural gas industry, as well as matters relating to Ontario Hydro. In all its considerations, the Board endeavours to ensure that rates are fair, that supply is secure, and that the public interest is upheld.

The report that follows outlines the Board's mandate and its role and responsibilities in fulfilling that mandate. It provides a tabular listing of all the Board's activities over the past year ended March 31, 1992, and discusses some of these activities briefly.

MANDATE

The Ontario Energy Board was formed in 1960 to provide an impartial formal mechanism for regulating specific aspects of Ontario's natural gas industry. In 1974 the government extended the Board's mandate to include annual reviews of changes in Ontario Hydro's bulk power rates. In addition to its regulatory responsibilities, the Board, when requested in references from the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources, will advise on matters relating to energy. In all its activities, the primary objective of the Ontario Energy Board is to ensure that the public interest is served and protected.

Most of the Board's responsibilities stem from legislation as set out primarily in the Ontario Energy Board Act. In addition, six other statutes give jurisdiction to the Board:

- the Municipal Franchises Act
- the Petroleum Resources Act
- the Public Utilities Act
- the Assessment Act
- the Toronto District Heating Corporation Act
- the Intervenor Funding Project Act

The Intervenor Funding Project Act was proclaimed on April 1, 1989, by the Lieutenant Governor in Council. As a three-year pilot project, the act establishes a procedure to provide for advance funding to intervenors in proceedings before a number of boards, including the Ontario Energy Board. It sets out specific criteria which the funding panel, established under the Act, must consider in deciding whether to award funding to an intervenor.

The Board's procedures are governed by the Statutory Powers Procedure Act and the Board's own draft Rules of Practice and Procedure.

**Board members on March 31, 1992,
from left to right, back row:**
R.R. Perdue, Carl A. Wolf Jr,
C.W.W. Darling, Vice-chair O.J. Cook;
front row: Judith C. Allan,
Chair Marie C. Rounding,
Pamela W. Chapple



ROLE AND RESPONSIBILITIES

Setting Rates for Natural Gas

Each natural gas utility sells and transports gas in franchised areas of the province. Competition now exists in the supply of energy: buyers may purchase gas directly from producers or from the distributors, or they may turn to other sources of energy. Since the transportation of gas involves an extensive network of pipelines and storage facilities, a monopoly arrangement is most efficient; it avoids duplication of facilities and the cost increases that would otherwise result.

In Ontario, rates for the sale of gas must be approved by the Board. Gas distributors are required by legislation to submit their proposed rates to the Board for review and approval. Rates for each utility are set following a public hearing, and a major rate hearing lasts approximately three to four weeks.

Rates vary among classes of customers: residential, commercial, and industrial. In setting rates, the Board's objective is to reflect the costs imposed on the system by the varying demands of different classes of customers. Residential demand for natural gas as a heating fuel, for example, changes according to the weather and the time of day. As a result, it costs more on a per unit basis to provide service to residential users than to industrial customers, which use relatively large amounts of gas at a more constant level.

In setting rates, the Board tries to strike a balance between the prices to be paid by customers and the rate of return which shareholders of the utilities are allowed to earn on their investment. Rates are to be just and reasonable for both customer and shareholder. In making its decisions, the Board considers past, present, and projected expenses, along with current and forecast economic conditions and trends and the earnings expectations of the utility's investors.

The Board may grant interim rate relief to either company or customers in cases where significant changes in a utility's costs or revenues have occurred or will occur. In such cases, an interim rate hearing may be held,

which usually takes one or two days. Interim rates are subject to revision and are not final until the main rates application is completed and the Board has issued its Decision and Order.

As well as ensuring that utilities charge reasonable rates, the Board also must consider, as part of the rate hearings, the quality of service the utility provides.

The Consumers' Gas Company Ltd. (Consumers Gas) is Canada's largest natural gas distribution utility serving approximately 1,090,000 residential, commercial, and industrial customers in southern, central, and eastern Ontario. Through affiliated companies not regulated by the Board, Consumers Gas also supplies western Quebec and northern New York State. At its year end on September 30, 1991, Consumers Gas' rate base was \$1.689 billion. During that year Consumers Gas' total throughput was 9.8 billion cubic metres, with total revenues of \$1.563 billion. Consumers Gas is wholly owned by British Gas plc.

Union Gas Limited (Union) is the second largest gas distributor in Ontario, serving customers in southwestern Ontario. It also operates a network of transmission pipeline, storage, and compression facilities for customers and other utilities in eastern Ontario and Quebec. As of March 31, 1992, Union's rate base was approximately \$1.5 billion. It served over 632,500 residential, commercial, and industrial customers, generating a total system throughput of 21.2 billion cubic metres for fiscal 1992, which includes gas transported for other utilities. Total volumes of gas delivered to Union's distribution customers (which includes both sales and transportation only customers) was 7.8 billion cubic metres. Total revenue for Union in fiscal 1992 was \$1.3 billion.

Centra Gas Ontario Inc. (Centra) serves approximately 118 communities in northwestern, northern, and eastern Ontario. Its natural gas distribution system comprises approximately 6,870 kilometres of pipeline originating at more than 84 delivery points on the TransCanada PipeLines Limited (TCPL) transmission system. The Centra system is composed of a series of laterals running off the TCPL system as the latter crosses Ontario, starting at Kenora and extending to Lake Ontario and the St. Lawrence River. As of December 31, 1991, Centra's average rate base was over \$487 million. Serving approximately 190,100 customers, Centra's system throughput totalled 3.733 billion cubic metres. Centra's total revenue in fiscal 1991 was some \$476 million.

Natural Resource Gas Limited (NRG) is a small utility serving 2,348 customers in the Aylmer area. As of September 30, 1991, NRG's average rate base was \$4.052 million and total gas sales were 12.681 million cubic metres. The company generated approximately \$3.634 million of revenue in its 1991 fiscal year.

Tecumseh Gas Storage Limited (Tecumseh) is a gas storage company operating in southwestern Ontario which is wholly owned by Consumers Gas. Consumers Gas is also the sole operator of the company. In its fiscal 1992 year Tecumseh generated approximately \$19.5 million in revenue. Tecumseh's only customers are Union and Consumers Gas.

Reviewing Ontario Hydro Rates

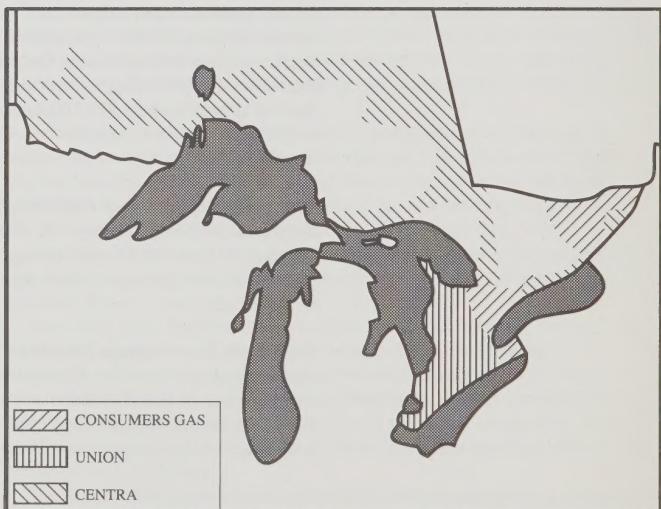
Ontario Hydro's bulk power rates (wholesale rates for municipalities and certain industrial customers) are set by Ontario Hydro's own board of directors. However, Ontario Hydro is required to submit any proposed change in its rates to the Minister of Energy, who then refers the proposal to the Board, along with full technical information and financial data. After a public hearing, which usually begins in late May or early June and runs for about four weeks, the Board submits its report with recommendations to the Minister of Energy on or before August 31 each year. The Board's role is an advisory one and its recommendations are not binding on Ontario Hydro.

Ontario Hydro is the province's largest crown corporation. As of December 31, 1991, Ontario Hydro had assets of \$43.24 billion. It served, at that date, more than 3.7 million customers directly and indirectly, over 86 percent being residential. Provincial sales of 130,964 GWh and export sales of 2,123 GWh produced revenue of \$7.1 billion in fiscal 1991.

References and Generic Hearings

The Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources may refer a matter to the Board for a public hearing and report. These references normally concern energy-related matters and generally attract widespread public interest. The Board's reports are advisory in nature.

In addition, changes in ownership of utilities may be referred to the Board for a hearing and report. The leave of the Lieutenant Governor in Council is required when a utility wishes to sell its assets or amalgamate with another utility, and when any person wishes to acquire shares of a utility to the extent that more than 20 percent of any class of shares changes ownership. The Board may recommend exemption from a hearing or may hold a hearing and submit its report and recommendations to the Lieutenant Governor in Council.



The Board may also hold generic hearings on its own initiative on matters under its jurisdiction. Such hearings are usually held in response to an emerging trend or an area of growing interest or concern, and deal with a subject in a broader context than issue-specific hearings.

Ontario Hydro transports a heavy transformer from Douglas Point nuclear generating station to Palmerston.



Approval of Facilities

Utilities wishing to construct a transmission line for natural gas in Ontario must obtain Board approval. In addition, all construction proposals are reviewed by the Ontario Pipeline Coordination Committee (OPCC), an interministerial committee concerned with the environmental and safety aspects of pipeline construction. The OPCC is chaired by a staff member of the Board, and it includes representatives from the ministries of Agriculture and Food, Energy, Environment, Consumer and Commercial Relations, Natural Resources, Culture and Communications, Municipal Affairs, and Transportation. Other regional agencies, with which the natural gas utilities consult in the early stages of their planning, are also represented as required.

The OPCC tries to ensure that the construction of pipelines does not have any long-term negative effect on the environment and that the short-term impact during construction is minimized. With these objectives in mind, each proposal is reviewed, alternative routes or sites are considered, and issues are resolved before formal application for leave to construct is filed with the Board.

When a utility applies to the Board for approval, the Board assesses whether the construction is in the public interest, considering safety, economic feasibility, community benefits, security of supply, benefits for the utility, and environmental impact. The Ontario Energy Board's *Environmental Guidelines for Locating, Constructing, and Operating Hydrocarbon Pipelines in Ontario* set out its requirements. The *Environmental Guidelines* were developed in concert with provincial ministries and agencies whose mandates are affected by pipeline construction. Finalized and distributed in January 1989, the *Environmental Guidelines* incorporate the latest standards

and mitigation practices of each of the ministries. They also provide for greater public participation in the planning process for pipeline construction.

When a project is approved, the Board issues an order for leave to construct. The Board also grants the authority to expropriate land for transmission pipelines and related facilities and authorizes any pipeline crossings of highways, utility lines, and ditches.

Approval of Franchise Agreements

Each municipality may grant to a gas utility the right to provide gas service and use road allowances in the municipality. A prerequisite to the municipal by-law granting the franchise is the Board's approval of the terms and conditions of the franchise agreement.

Many of the existing agreements which have been in place for thirty years or more are expiring. Negotiating a new agreement can be a lengthy and complex process. In 1985 the Municipal Franchise Committee was formed to develop a model franchise agreement which could be used as the basis for all new and renewed agreements. The model agreement came into effect in 1988 and sets out standard conditions for gas distribution, the use of road allowances, construction approvals, and procedures for restoring lands after construction.

Certificates of Public Convenience and Necessity

No person is allowed to construct any works to supply gas in a municipality without Board approval. The approval, in the form of a certificate, is not given unless public convenience and necessity appear to support approval.

Natural Gas Storage

Vital to the natural gas distribution system in Ontario is the capacity to store gas. Gas storage pools therefore represent a natural resource of economic significance to the province. The main storage sites are depleted gas pools in southwestern Ontario. Gas stored in these storage pools is used by transmitters and distributors to meet fluctuating demand and to draw on in case of emergency. Gas is normally injected into storage during the summer months when demand is low, to be withdrawn in high-consumption periods during the winter. This balancing of load makes it possible for the transmission system from western Canada to operate efficiently.

Gas may not be injected into any geological formation unless it is a designated gas storage area, described in Regulation 700, Revised Regulations of Ontario, 1980, under the Ontario Energy Board Act. In reviewing applications for the use of such areas, the Board considers the geology of the pool, its suitability, the appropriate boundary of the area to be designated, the applicants' rights to use the storage capacity, the need for it, and the economic viability of developing the storage pool. The Board recommends to the Lieutenant Governor in Council gas storage areas to be designated, authorizes their use, and, in cases where the applicants and landowners have not reached agreement, determines the compensation payable to landowners under whose lands the storage pools are situated.

Applications for drilling permits for wells within a designated gas storage area must be referred to the Board for consideration by the Minister of Natural Resources, whose ministry issues the permits. If the applicant is the authorized operator of the gas storage area, the Board has discretion as to how to process the application before reporting to the Minister. If the applicant is not the authorized operator, the Board must proceed by way of a public hearing.



**Carolyn Parkes, file/information clerk,
Wilfred Teper, deputy energy returns
officer, and Kathleen John, secretary,
in the records room**

Applications to inject fluid and to pressurize a geological formation also require a permit from the Ministry of Natural Resources. If the injection well is within 1.6 kilometres of a designated gas storage area, the Minister is required by the Petroleum Resources Act to seek a report from the Board.

The Board regulates the joining of the various interests within a spacing unit, field, or pool for the purpose of drilling or operating gas or oil wells, the designation of management, and the apportioning of the cost and benefits of such drilling or operation.

Other Matters

Natural gas utilities must conform to the uniform system of accounts as prescribed by the Board. No change in accounting methods may take place without the Board's approval. The Board is continuing its first significant review and upgrading of the regulation which prescribes the classification of accounting since it was made under the Ontario Energy Board Act in 1966.

The Board receives information regularly from natural gas utilities regarding financial operations and performance. If a utility is earning either too little or too much compared with its allowed rate of return, the Board's Energy Returns Officer and his or her staff may conduct a special investigation. The Board may, on its own motion, require a utility to appear before it to explain its earnings and, if necessary, review the rates.

The nature of public utilities changes along with the economic and social environment in which they operate. Accordingly, it is appropriate that the Board continually review legislation relating to public utilities and, if necessary, propose amendments.

The Board, through discussion and cooperation with the utilities and other parties, has implemented various new procedures to make the hearing process more efficient and effective. These efforts include introduction of a two-year test period rate review process, the use of mechanisms for alternative dispute resolution (ADR), and standardized pre-filing requirements. As well, the Board has consulted those parties involved in the integrated resource planning (IRP) for natural gas utilities in order to identify the relevant issues. The Board will endeavour to solicit additional public input to further its objectives of an efficient and effective hearing process.

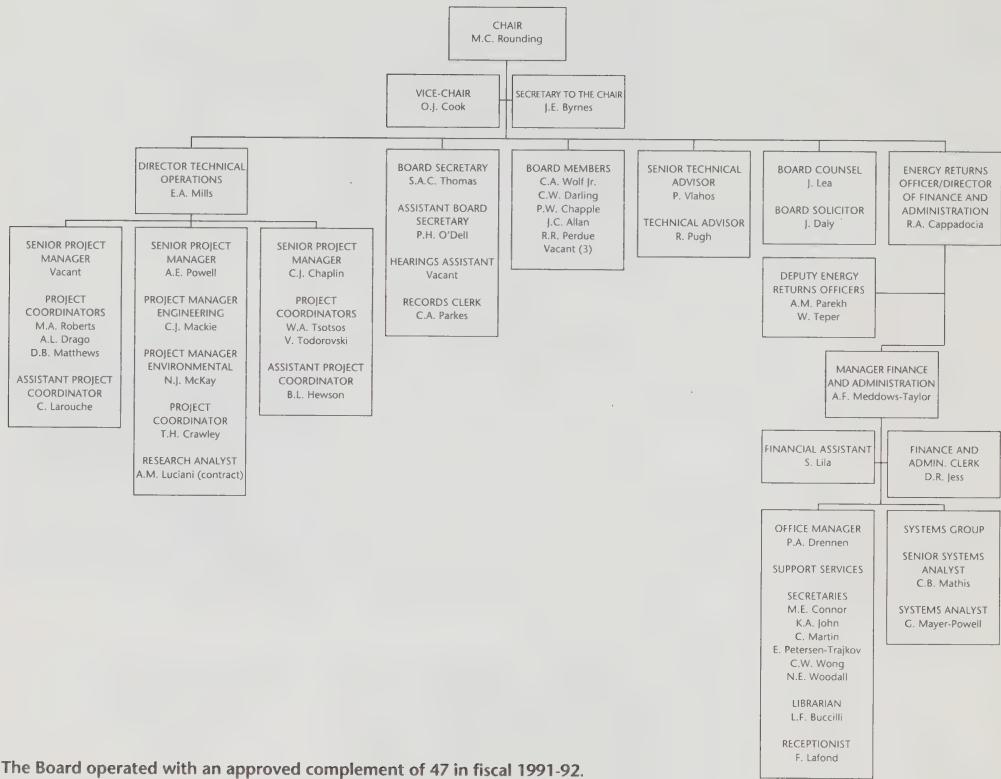


Ena Petersen-Trajkov and
Carolyn Martin, two members
of the support staff

STRUCTURE

ORGANIZATIONAL STRUCTURE AS OF MARCH 31, 1992

Ontario Energy Board



The Board operated with an approved complement of 47 in fiscal 1991-92.

FINANCIAL AND ADMINISTRATIVE STRUCTURE

The Ontario Energy Board is a Schedule 1 Regulatory Agency. This means that it is funded out of the consolidated revenue fund and is subject to all the administrative policies established by the Government of Ontario through Management Board of Cabinet. The Board submits its budget to its responsible ministry, the Ministry of Energy, for consolidation with the ministry's estimates, in which form they are presented to Management Board for approval and subsequently to the Legislature. The details of the Board's financial data for its fiscal year ended March 31, 1992, follow.

The Ontario Energy Board Act authorizes the Board to recover its costs by charging an appropriate portion of these costs to the utilities involved in Board hearings and related activities. Following a hearing, the Board issues a cost order to the utility concerned. This represents payment towards costs incurred by the Board and also, when ordered, those incurred by the intervenors. The amount to be paid to the Board includes out-of-pocket and direct expenses attributable to a specific hearing, as well as a contribution towards the Board's fixed costs, including overhead and payroll.

In fiscal 1991-92, the Board operated with an approved budget of \$6.1 million. Of this amount, 85 percent will be recovered in due course by means of cost orders issued to utilities.

Program: Ontario Energy Board

Vote/Item: 1404-1

1991-92 Estimates, by Standard Account		\$
Salaries and wages		2,698,500
Employee benefits		519,400
Transportation and communication		284,400
Services		2,249,200
Supplies and equipment		392,100
Total for Ontario Energy Board Program		<u>6,143,600</u>

1991-92 Spending Analysis		\$
1991/92 Estimates		6,143,600
<i>Less</i> 1991/92 expenditures		<u>4,671,219</u>
Total underspending		1,472,381
<i>Less</i> Treasury Board offsets		<u>19,700</u>
Adjusted underspending		<u>1,452,681</u>



Shamin Lila, financial assistant,
processing invoices

Public hearings provide an essential mechanism with which the Ontario Energy Board can carry out its mandate. Public hearings also provide a forum for groups or individuals, who may be affected by the Board's decisions and reports, to express their concerns. Such public participation helps to ensure that the Board, in reaching a decision, will be informed and will consider a wide variety of views and interests. The hearing process includes twelve steps.

1 Initiation

The hearing process begins:

- upon receipt of an application; or
- upon receipt of a reference from the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources; or
- upon notice from the Board that it will initiate proceedings to consider a matter under its jurisdiction.

2 Notice of Application

Applicants are required to serve the Board's notice of the application on all affected parties and interested public groups. If the Board itself has initiated a hearing, it will serve the notice. For a major rate case, a natural gas utility will usually publish notices of its application in regional daily newspapers.

When an application affects people residing in certain government-designated areas, all notices also must be published in French in French-language newspapers. A notice must appear in a French weekly newspaper if no French daily newspaper is published in the area.

3 Interventions

Interested groups or individuals wishing to participate in the hearing are referred to as intervenors. To ensure their eligibility to participate in the hearing, they must file an intervention which explains their reasons for wishing to take part.

Prior to 1989 participants could request costs for their participation at the conclusion of the hearing. On April 1, 1989, the Intervenor Funding Project Act went into effect. It established a procedure that allows intervenors to apply for advanced funding before the hearing begins. A funding panel appointed by the Board decides on the eligibility of applicants for intervenor funding and the amount of each award. Participants may, as before, continue to ask for costs at the conclusion of the hearing.

4 Notice of Hearing

Once the Board has determined the scope and the nature of the hearing, it directs the applicant to serve notice of the time and place of the hearing on all parties who have intervened.

5 Pre-Hearing Documentation

To allow sufficient time for all parties to review information pertaining to the application, the applicant must file evidence in support of its application two to three months before the hearing begins. Board staff and intervening parties may also seek additional information by way of written interrogatories. These interrogatories are answered by the utility before the hearing commences. Board staff and intervenors may also submit their own evidence to support a specific position in the hearing related to the application.

In the case of applications for the construction of pipelines, which are reviewed by the Ontario Pipeline Coordination Committee, the normal requirements of pre-filed evidence would include route selection and environmental impact studies.

6 Procedural Orders

The Board may issue procedural orders specific to the case. Such orders may set the date for a hearing, for example, or contain deadline dates for completing certain procedural matters such as the filing of supporting evidence, interrogatories, and answers thereto. Procedural orders may also set forth a list of the issues to be dealt with at the hearings.

7 Alternative Dispute Resolution

During the fiscal year, parties make use of pre-hearing meetings or technical conferences to develop lists of proposed issues as well as to negotiate proposed settlements on issues. These proposals are put to the Board for its consideration before the taking of oral evidence. The Board considers these "settlements" and the evidence supporting them in its findings on the issues.

8 Issues Day/Procedural Meeting

Before the hearing of evidence commences, the Board panel may hear submissions on procedural matters, a proposed issues list, a proposed settlement of issues, and the general approach to the hearing.

9 The Hearing

The Board ensures that sufficient evidence is presented, tested, and put on the record, so that an informed decision can be made. The applicant presents its case first, through written evidence and the presentation of witnesses. Intervenors and counsel to Board staff then question these witnesses, and may present witnesses of their own. These witnesses may be cross-examined by the applicant or by the other intervenors. When all evidence has been received, each party may offer a summation in the form of written or oral argument as directed by the Board.

The pre-filed evidence, arguments, and transcripts of the hearing are matters of public record and are available at the Board office in Toronto.

10 Board Decisions/Reports

Depending on whether the hearing was a result of a reference, an application, or a notice from the Board, the Board summarizes its deliberations in a document referred to as a Report, or a Decision with Reasons. These documents discuss the issues and arguments raised in the hearing, and contain the Board's recommendations or findings and the reasons that underlie them. Depending on the complexity of the case, the document will appear a few weeks or months after a hearing. Copies of the document are available from the Ontario Government Bookstore, 800 Bay Street, Toronto, upon payment of a modest prescribed fee. Persons involved in the hearing receive copies of the document from the Board.

In most cases referred to it by the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources, the Board's recommendations are not binding. The appropriate minister or the Lieutenant Governor in Council decides whether the recommendations should be implemented. In the case of references from the Minister of Natural Resources with respect to drilling permits, however, the recommendations are binding upon the minister.

11 Board Order

A Board Order is a legal document which directs the implementation of a Board Decision and is binding on the parties named.

12 Review and Appeal

A Decision or Order of the Board may be appealed by:

- applying to the Board requesting that it rescind or vary its Order;
- petitioning the Lieutenant Governor in Council;
- appealing an Order to the Divisional Court upon a question of law or jurisdiction;
- applying to the Divisional Court for judicial review of a Board Decision.

Trenching operations on
Consumers Gas' Mississauga
southern link line



REVIEW OF ACTIVITIES

All proceedings arising from applications and references received or initiated by the Board during the fiscal year ended March 31, 1992, are listed below. Also included are proceedings arising in earlier years and dealt with by the Board in the 1992 fiscal year.

Case Type	File Number	Applicant	Case Description
Natural Gas Rates Applications			
EBRO	392	Wellandport Gas	Fiscal year 1992 rates
EBRO	461	Algoma Steel	Special rate – Centra
EBRO	466	Tecumseh	Fiscal year 1991 rates
EBRO	467	Centra	Fiscal year 1991 rates
EBRO	471	Canadian Pacific Forest Products	Special rate – Centra
EBRO	473	Consumers Gas	Fiscal year 1992 rates
EBRO	474	Centra	Fiscal year 1992 rates
EBRO	475*	Domtar Inc.	Special rate – Centra
EBRO	476-01	Union	Interim rates – Fiscal year 1993
EBRO	476*	Union	Fiscal year 1993 and 1994 rates
EBRO	477*	Cardinal Power	Special rate – Centra
EBRO	478*	Union	Dow-Sarnia block 'A' pool storage rate
EBRO	479*	Consumers Gas	Fiscal year 1993 rates
Reference from the Minister of Energy Regarding Ontario Hydro			
HR	20	Ontario Hydro	Bulk power rates – Fiscal year 1992
Generic Hearing			
EBO	169	Board's own motion	Gas integrated resource planning
Pipeline Construction and Expropriations			
EBLO	231	Consumers Gas	Town of Deep River
EBLO	238	Consumers Gas	Mississauga southern link line
EBLO	239	Union	Dow-Sarnia block 'A' storage development
EBLO	240*	Union	1992 Trafalgar facilities expansion
EBLO	241*	Consumers Gas	Metro West reinforcement pipeline
EBLO	242*	Cardinal Power	Village of Cardinal
EBLO	243*	Union	Edys Mills storage pool
New Franchises and Certificates of Public Convenience and Necessity			
EBA 591 / EBC 193		Consumers Gas	Township of Rolph, Buchanan, Wylie, and McKay
EBA 592 / EBC 194		Consumers Gas	Town of Deep River
EBA 595 / EBC 195		Consumers Gas	Village of Lakefield
EBA 627 / EBC 198*		Cardinal Power	Village of Cardinal
EBA 628 / EBC 199*		Centra	Township of Beardmore
Franchise Renewals			
EBA	607	Union	Township of Glanbrook
EBA	608	Union	Regional Municipality of Halton Norfolk
EBA	609	Union	Town of Haldimand
EBA	610	Union	Township of Norfolk
EBA	611	Union	Township of Woolwich

*cases pending as of March 31, 1992

Case Type	File Number	Applicant	Case Description
Franchise Renewals (cont'd)			
EBA	612	Union	Township of Delhi
EBA	613	Union	Town of Dunnville
EBA	614	Union	City of Brantford
EBA	615	Union	City of Nanticoke
EBA	616	Union	Town of Simcoe
EBA	617	Union	Town of Ancaster
EBA	618	Union	City of Stoney Creek
EBA	619	Centra	Township of Glackmeyer
EBA	620	Centra	Township of Coleman
EBA	621	Union	Town of Harrow
EBA	622	Union	Township of Colchester North
EBA	623	Union	Township of Colchester South
EBA	624	Centra	Township of Dymond
EBA	625	Union	Township of South West Oxford
EBA	626	Union	Township of Enniskillen
Other Reports			
EBO	171	Consumers Gas	Acquisition of Imperial Oil's holdings in Tecumseh and other related assets
EBO	172	Union	Designation of the Dow Sarnia storage pool – authorities
EBO	173*	Consumers Gas	Tecumseh and Consumers Gas amalgamation
EBO	174*	Union	Edys Mills pool – designation and authority
Report to the Minister of Natural Resources on Permits to Drill Wells			
EBRM	101	Union	Dow-Sarnia block 'A' pool development
EBRM	103*	Union	Edys Mills pool
Pipeline Exemptions			
PL	78*	Consumers Gas	Oshawa – Pickering line
Uniform Accounting Orders			
UA	87	Centra	Deferral account – Algoma Steel Corporation accounts receivable
UA	88	Centra	Revisions to minimum plant rule
Approvals under Current Undertakings			
EBRLG	28-B	Union	1991 Part VI.1 tax liability transfer – Union Energy Inc.
EBRLG	28-C*	Union	1992 Part VI.1 tax liability transfer – Union Energy Inc.
EBRLG	34-02	Centra	Loan to employee-owned company
EBRLG	35-05	Consumers Gas	Acquisition of Imperial Oil's holdings in Tecumseh and related assets
EBRLG	35-06	Consumers Gas	Affiliate transaction – comprehensive insurance proposal – British Gas Insurance Company Limited
EBRLG	35-07	Consumers Gas	Affiliate transaction – Rose Technology Limited
EBRLG	35-08*	Consumers Gas	Affiliate transaction – management services
EBRLG	35-09*	Consumers Gas	Affiliate transaction – Telesis Oil & Gas

*cases pending as of March 31, 1992

The report that follows summarizes the more significant activities of the Board during the period April 1, 1991, to March 31, 1992.

NATURAL GAS RATES APPLICATIONS

Wellandport Gas Company Limited

Main Rates Application - Fiscal 1992 EBRO 392

Since its original application, dated November 18, 1982, the rates of Wellandport Gas Company Limited (Wellandport) have been approved by the Board from year to year on an interim basis without a hearing. The last such approval was granted by interim Board Order EBRO 392-9, dated March 28, 1991, extending the then-existing rates for a further period, ending on March 31, 1992.

On September 23, 1991, Wellandport applied to the Board for final approval of rates for the sale of gas. In its application, Wellandport requested final disposition of the original application and an order confirming the rates fixed by Board interim orders issued to date. As Wellandport was not applying for an increase in rates, it requested that the Board dispense with the determination of a rate base. The Board heard the application in Toronto on December 18, 1991. The Board found on December 31, 1991, that no changes to the existing interim rates being charged by Wellandport were needed.

Wellandport is a private company based in Dunnville, Ontario, and is in the business of producing, transmitting, distributing, and selling natural gas to approximately 157 customers. As Wellandport distributes substantially less than 3 million cubic metres of gas annually, it is now exempt by regulation from the provisions of Section 19 of the Ontario Energy Board Act.

Algoma Steel Corporation

Special Rate Application - Centra EBRO 461

On May 4, 1990, Algoma Steel Corporation applied to the Ontario Energy Board for a bypass competitive rate that Centra would charge Algoma for natural gas transportation and delivery services. Algoma requested a rate of \$2.27 per thousand cubic metres for a period of five years effective June 1, 1989.

The Board combined the hearing of Algoma's application with Centra's main rates application for fiscal 1991 rates. The portion of the hearing dealing with Algoma's application began on January 29, 1990, and lasted for two days. In its Decision, the Board found that Algoma was not at that time a credible bypass candidate. Credibility was dependent, among other criteria, on Algoma's financial ability to construct its own pipeline, and its possession of, or the ability to obtain possession of, sufficient TCPL capacity to ship the required volume of gas.

The Board also found that Algoma Steel Corporation may apply to reopen the hearing to present new evidence on its financial circumstances and its arrangements with TCPL at any time during 1991.

On January 2, 1992, Algoma Steel Corporation filed an application to reopen the hearing. The applicant had not presented new evidence in support of its application to reopen the hearing by the close of the fiscal year.



Technical advisors Randy Pugh
and Paul Vlahos

Tecumseh

Main Rates Application – Fiscal 1991 EBRO 466

On February 1, 1990, Tecumseh applied to the Board for a rate increase for its 1991 fiscal year ended March 31, 1991.

In its Decision, issued May 23, 1991, the Board adjusted Tecumseh's proposed rate base downward by \$3.675 million and approved a 12.75 percent rate of return on common equity on a 33.72 percent equity component. The net rate base adjustment reflected the historical cost of gas lost and unaccounted for at the end of the 1990 fiscal year, the cost of gas replaced in prior years, and the disallowance of the proposed amortization schedule. The Board ordered all the rate base adjustments to be made in the 1991 fiscal year, and disallowed the recovery of these costs in rates. Regarding future expected gas losses, the Board approved the company's proposal for an allowance for lost and unaccounted for gas of 0.912 percent of Tecumseh's annual turnover volume, or \$1.676 million.



Bill Tsotsos and David Matthews,
two members of the technical staff,
discuss a case.

Centra

Main Rates Application – Fiscal 1991 EBRO 467

As reported in the 1990-1991 Annual Report, Centra applied to the Board on August 3, 1990, for an increase in rates for its 1991 fiscal year. The Board heard evidence in November and December 1990 and in January 1991.

In its Decision dated May 22, 1991, the Board approved a rate base of \$486 million for the fiscal year ended December 31, 1991, a 13.75 percent rate of return on common equity and an overall rate of return on rate base of 12.19 percent. In addition, the Board approved the gas cost consequences of the agreement between Centra and Western Gas Marketing Limited (WGML), which established prices for a three-year term of \$2.10, \$2.20, and \$2.30 per gigajoule, respectively. However, the Board found that it could not at that time allow the proposed gas supply charge increases in the company's rate schedules for the second and third years of the agreement. The Board also found that the proposed five-year period to phase in the elimination of the differential in rates between the Fort Frances area and the rest of the Centra system was appropriate.

Summary of Financial Data

Fiscal 1991

	Requested	Allowed
		\$ million
Rate base	486	486
Utility income	56	55
Gross revenue deficiency	10	6
		Percentage
Indicated rate of return	11.59	11.47
Required rate of return	12.80	12.19
Common equity ratio	36.00	36.00
Rate of return on common equity	15.00	13.75

Canadian Pacific Forest Products Limited

Special Rate Application – Centra EBRO 471

On September 21, 1990, Canadian Pacific Forest Products Limited, a customer of Centra, applied to the Board for approval of a bypass competitive rate for its pulp and paper mill in Dryden, Ontario. The hearing began on June 4, 1991.

In its Decision, dated April 27, 1991, the Board enumerated the key principles for deciding such applications, and examined the merit of the request in the context of these principles. The Board viewed the approval of a bypass rate as a cost shift with an impact on the public interest that the Board must find is justified beyond the worthy but narrow concerns of an individual applicant. The Board denied the application since it did not find any compelling reasons to conclude that approving a bypass rate in this instance would be in the public interest.

Consumers Gas

Main Rates Application – Fiscal 1992 EBRO 473

On June 29, 1991, Consumers Gas applied to the Board for a rate increase for its 1992 fiscal year based on a projected deficiency of \$22.5 million. The projected deficiency was later amended to \$32.6 million based on requests for a rate base of \$1,844.7 million, a 14 percent return on common equity, and a 35 percent equity ratio.

The hearing of evidence began on October 15, 1991, lasted for 18 days, and ended on November 7, 1991. In addition to other revenue requirement issues, the Board heard evidence relating to the renegotiated gas price of \$1.91 per gigajoule for WGML supplies during the contract year commencing November 1, 1991, and Consumers Gas' plan for the improved use of information technology in its operations. In its Decision, dated February 14, 1992, the Board approved a rate base of \$1,842.4 million, a 13.125 percent return on common equity, an overall return on capital of 11.58 percent, and a total revenue deficiency of \$7.8 million. On March 17, 1992, the Board issued an addendum to its Decision to reflect a change in the Consumers Gas income tax expense. The income tax adjustment increased Consumers Gas' allowed revenue deficiency to \$8.5 million.

Summary of Financial Data

Fiscal 1992

	Requested	Allowed
\$ million		
Rate base	1,844.7	1,842.4
Utility income	201.5	208.5
Gross revenue deficiency	32.6	8.5
Percentage		
Indicated rate of return	10.92	11.34
Required rate of return	11.92	11.58
Common equity ratio	35.00	35.00
Rate of return on common equity	14.00	13.125

Centra

Main Rates Application – Fiscal 1992 EBRO 474

On July 5, 1991, Centra submitted an application to the Board requesting an increase in its rates for the fiscal year beginning January 1, 1992, based on a revenue deficiency of \$32.5 million. At the same time, Centra asked the Board to approve new rates, effective November 1, 1991, to reflect the gas cost consequences of the second and third years of the 1990 agreement with WGML, an agreement approved by the Board in EBRO 467.

After the original filing, Centra negotiated a price of \$1.98 per gigajoule for the second year of the WGML gas agreement, and amended its evidence to reflect the lower gas price and other changes to its capital structure and rate of return. The company's updated revenue deficiency of \$19.9 million was based on a return on common equity of 14.5 percent and an equity component of 38 percent, resulting in an overall rate of return of 12.38 percent which was applied to a proposed rate base of \$512.0 million.

The hearing of evidence commenced on October 28, 1991, and ended after twenty hearing days on November 25, 1991. Fourteen intervenors made appearances during the proceedings in addition to Board staff. The town of Fort Frances argued that the proposed phase-in of rates was onerous given the current economic climate and that the differentiation between transmission and distribution facilities located in the town was inappropriate. Other parties questioned the gas price adjustment, the increase in the company's common equity component, and the proposed disposition of the \$2.8 million in the Algoma deferral account.

The Board's decision had not been issued by the close of the Board's 1992 fiscal year.

Centra crews work on
an extension of a new gas lateral
from the TransCanada PipeLines
in the Sudbury region.



Field compressors are used to inject natural gas into Union Gas Limited's storage reservoirs



Union

Interim Rates Application – Fiscal 1993 EBRO 476-01

Main Rates Application – Fiscal 1993 and 1994 EBRO 476

Union's application of September 5, 1991, contemplated one combined proceeding covering its 1993 and 1994 fiscal years for the purpose of setting just and reasonable rates for the sale, distribution, transmission, and storage of gas. The pre-filed evidence was confined to the 1993 fiscal year and provided for a 14.5 percent rate of return on common equity and a revenue deficiency of \$12.9 million. Pending final disposition of the application, Union requested interim rates, approval of the weighted average cost of gas to be included in rates for the 1993 fiscal year effective April 1, 1992, disposition of deferral account balances, and continuation of certain deferral accounts.

ADR was introduced in this proceeding. Parties made use of the pre-hearing meetings to develop proposed issues lists as well as to "negotiate" proposed settlements on issues.

Issues to be discussed were defined at the issues day convened on November 28, 1991. The parties agreed that the rate of return on common equity would continue at the level of 13.5 percent as determined by the Board in EBRO 470, but would be adjusted if the Board made adjustments to the rate of return on common equity in the Consumers Gas decision (EBRO 473). No adjustment was required, and Union's interim revenue deficiency was subsequently lowered to \$4.2 million.

On January 16, 1992, the parties met to attempt to reach agreement on the topics defined at the issues day. Agreement was reached on the capital budget/facilities projects, the throughput forecasts, the cost of debt, and the cost of gas, but no consensus could be reached on operating and maintenance expenses. No cost allocation or rate design issues were settled; however, the parties agreed to defer a number of these issues to the main rates hearing proceeding for the 1994 test year. A formalized agreement was presented for the consideration of the Board on the procedural day, January 21, 1992. Union amended its pre-filed evidence to incorporate the implications of the agreement, which resulted in another reduction to the revenue

deficiency of \$10.9 million and produced a revenue excess of \$6.7 million. The evidence was further updated by Union to reflect its final proposal on operating and maintenance expenses. The final claimed revenue excess for the 1993 fiscal year was \$8.9 million.

The hearing began January 29, 1992, and continued for three days. Final argument and reply argument were completed on February 7, 1992.

The Decision, issued March 10, 1992, provided for rates to become effective April 1, 1992, a reference price for gas supply of \$101.817 per thousand cubic metres, and the elimination of all deferral account balances accumulated to March 31, 1992, with a one-time credit based on customers' actual consumption during the 1992 fiscal year.

The Board accepted the final updated evidence on the size of the \$8.9 million revenue excess and the proposed allocation to rate classes. However, the Board also found that an additional increase in the revenue excess of \$2.5 million was required primarily because operating and maintenance expense levels were still too high despite Union's updated evidence. The Board decided that the entire \$2.5 million credit would be allocated to the residential and non-contract commercial and industrial consumers to eliminate the negative impact of \$2.4 million caused by Union's allocation methodology.

The Board expects to hear the main rates application in early 1993.

Summary of Financial Data
Fiscal 1993

	Requested	Allowed
\$ million		
Rate base	1,661.7	1,661.4
Utility income	195.7	197.1
Gross revenue deficiency/(excess)	(8.9)	(11.4)
Percentage		
Indicated rate of return	11.78	11.86
Required rate of return	11.48	11.48
Common equity ratio	29.00	29.00
Rate of return on common equity	13.50	13.50

ONTARIO HYDRO REFERENCE

Bulk Power Rates Proposal – Fiscal 1992 HR 20

On April 2, 1991, the Minister of Energy referred to the Board Ontario Hydro's proposal to increase its bulk power rates by 8.9 percent, effective January 1, 1992. The proposal represented an increase in the revenue requirement of \$845 million (for a total revenue requirement of \$8.024 billion). An amount of \$189 million was forecast to be recovered through increased primary sales and the remaining \$656 million through rate increases. The 8.9 percent rate increase was expected to generate a net income of \$324 million, which is \$170 million short of the statutory debt retirement level of \$494 million.

The proposed changes in the rates to be charged to the municipal utilities represented an average rate increase of 8.9 percent, and the average rate increase to direct industrial customers was forecast to be 8.8 percent.

On July 5, 1991, Hydro filed its final updated evidence which identified a revenue requirement of \$7,998 million and a drop in expected net income from \$324 million to \$210 million for fiscal 1992. At Hydro's proposed 8.9 percent rate increase, a \$289 million withdrawal from the reserve for stabilization of rates and contingencies would be required to meet the updated statutory debt requirement of \$499 million.

The Board Report, issued on August 26, 1991, contained twenty-six recommendations, including a recommended rate increase of 10.5 percent based on a net revenue requirement of \$8,117 million, including a net income of \$324 million. The Board recommended that the Minister of Energy introduce changes to Section 20 of the Power Corporation Act to ensure that its pension provisions were consistent with the Pension Benefits Act, in particular with regard to the constraints on Hydro's use of any surplus in its pension fund.

Workers in radiation protection suits in the reactor building at Ontario Hydro's Pickering nuclear generating station unit #4



Some of the recommendations for Hydro included suggestions to integrate cost control measures into productivity programs and management pay-for-performance enhancement, to institute all possible cost-cutting measures to alleviate the impact of the Board's recommended net income level, and to seriously consider a management audit. The Board also recommended that Hydro adhere to its commitment to raise its net income to target levels by the 1994 rate year. Further recommendations included suggestions for Hydro to develop a process to measure the effectiveness of the financial assistance program for non-utility generation, and to begin to develop energy substitution programs immediately to assure their speedy implementation once the enabling legislation is passed. The Board also recommended that Hydro review how its customer cost tests for energy management programs are used and consider a heavier weighting for load-saving benefits.

GENERIC HEARING

Gas Integrated Resource Planning (IRP) EBO 169

In its April 9, 1990, Decision in EBRO 462 (Union Gas Limited 1991 Test Year case), the Ontario Energy Board decided to call a generic hearing into least-cost utility planning. The Board commented that managing demand in the context of utility expansion in Ontario was a matter of interest to the Board. The Board was also of the view that least-cost planning should include environmental aspects, as well as natural gas vehicles (NGV) and attempts to minimize gas leakage. In the same Decision, the Board stated its intention to consult with the Ontario gas utilities and other interested parties about the form of the generic hearing.

Following this Decision, a draft list of issues was developed in consultation with the three major Ontario gas utilities. During this consultation, it was determined that the subject of the generic hearing should be renamed integrated resource planning (IRP). Integrated resource planning for natural gas utilities is a method of planning whereby the expected demand for natural gas services is met from the least costly mix of additional supply, energy conservation, energy-efficiency improvements, and load management techniques (i.e., the integration of supply-side resources and demand-side resources). Some of the specific objectives of the planning process are to continue to provide reliable service, equity among ratepayers, and a reasonable return on investment for the utility, while addressing environmental issues and achieving the lowest cost to the utility and the consumer.

The Board also determined that it would initiate the investigation of IRP by producing a discussion paper based on the draft list of issues. The Board released a draft discussion paper on June 18, 1991, and invited brief written comments on it. The Board then issued a final discussion paper entitled "Report on Gas Integrated Resource Planning" dated September 13, 1991. Its purpose was twofold:

- to identify and discuss the major issues which arise when considering whether or not to implement IRP; and
- to identify and discuss the major issues which arise when determining how and to what extent to implement IRP.

The Board invited interested parties to respond to the discussion paper in writing. Several intervenors, including the three natural gas utilities and various environmental and aboriginal groups, presented written submissions by February 28, 1992.

The Board will hold technical conferences regarding demand issues during the summer of 1992 to clarify the parties' positions and, if possible, to develop consensus positions among the parties to the proceeding. The results of these conferences will be presented to the Board prior to the oral hearing, which is expected to take place in the fall of 1992.

FACILITIES APPLICATIONS

Consumers Gas

Town of Deep River EBLO 231, EBA 592 / EBC 194

Township of Rolph, Buchanan, Wylie, and McKay EBA 591 / EBC 193

Consumers Gas applied to the Board in 1989 for leave to construct a pipeline and related facilities to supply gas to the Town of Deep River and the Township of Rolph, Buchanan, Wylie, and McKay. The company also applied for certificates of Public Convenience and Necessity and for approval of the terms and conditions of new franchise agreements, to allow it to serve the residents of both municipalities.

The Board conducted a public hearing on the applications commencing April 26, 1990, and issued its Interim Decision with Reasons on June 18, 1990. The Board did not render a final decision on the applications at that time because of concerns expressed about the economic feasibility of the project, but provided Consumers Gas the opportunity to reconvene the hearing to present new evidence on an appropriate means of financing the project. The Board found that, since the facilities would cost about \$1.1 million, an additional \$400,000 was needed for the project to proceed. The Board established a deadline of December 31, 1990, for reconvening the hearing and rendering a final decision on the applications. In December 1990, Consumers Gas requested an extension of the December 31, 1990, deadline to June 30, 1991. The Board reconvened the hearing on January 17,

Pipe is lowered into the trench
during construction of
Consumers Gas' Mississauga
southern link line.



1991, to hear submissions in support of the company's request. In its Further Decision with Reasons dated January 23, 1991, the Board granted the extension.

On May 6, 1991, Consumers Gas submitted a financial plan whereby the company would lend the new customers the required contribution in aid of construction. The loan was to be recovered by a monthly flat fee levied on customers as they connected to the system. Based on the company's forecast of customers added, the loan would be repaid over a ten-year period.

In its Decision dated June 28, 1991, the Board approved the company's proposed arrangement and found that the project was economically feasible. As well, the Board approved the terms and conditions outlined in the applications for certificates of Public Convenience and Necessity. The Board also approved applications for orders approving the terms and conditions of the gas franchise agreements outlined in by-laws passed by the councils of Deep River and the said township. However, the Board deferred the matter of the appropriate rate treatment of the loan to Consumers Gas' subsequent rate application.

Consumers Gas

Mississauga Southern Link EBLO 238

On November 30, 1990, Consumers Gas applied to the Board for leave to construct 23 kilometres of NPS 36 and 11 kilometres of NPS 24 pipelines through Milton, Mississauga, and Etobicoke. Security of supply and safety were the main issues in the case. The Board's Decision of June 4, 1991, denied the application on the grounds that Consumers Gas failed to prove that the facilities were urgently needed. New evidence was filed and Consumers Gas submitted a revised application. The Board reopened the case and approved the pipeline on July 2, 1991.

Approximately 60 kilometres of NPS 48 pipe was laid in the summer of 1991 as Union Gas continued the looping of its natural gas transmission lines from Milton to Dawn Township.



GAS STORAGE AND DRILLING PERMIT APPLICATIONS

Union

Dow-Sarnia Block 'A' Pool EBLO 239, EBO 172, EBRM 101

On May 14, 1991, Union filed a series of applications seeking several approvals from the Board for the development and operation of the natural gas storage area known as the Dow-Sarnia block 'A' pool. Union also requested the Board's authorization to construct two gas storage gathering pipelines, a transmission pipeline, and compression and measurement facilities in order to operate the storage pool. On June 4, 1991, the Board received a reference from the Minister of Natural Resources to review a concurrent application by Union, dated March 20, 1991, for a permit to drill wells within the Dow 'A' pool.

The Board held a hearing on September 4, 5, and 6, 1991, in Sarnia, Ontario. Union stated that the additional wells were required for the efficient operation of the Dow 'A' pool as a natural gas storage reservoir. The Board recommended that the Minister of Natural Resources grant the permits to Union to drill wells in the Dow 'A' pool, subject to Union's compliance with conditions of approval to limit negative environmental effects of the drilling and construction of the wells. The Board also granted the company permission to construct facilities necessary for the effective operation of the gas storage pool.

NEW FRANCHISE AND CERTIFICATE

Consumers Gas

Village of Lakefield EBA 595 / EBC 195

The Board approved the terms and conditions of a franchise agreement between Consumers Gas and the Village of Lakefield in its Decision of October 7, 1991. In granting the certificate, however, the Board noted that the prudence of expanding service to Lakefield depended on whether the customer forecasts in the early years of the project were reasonable. It directed Consumers Gas to file the forecast and actual costs and revenues in its rates case following a year of operation. The Board also limited the term of the certificate to twenty-four months if Consumers Gas failed to construct the facilities to service the community.

OTHER REPORTS

Consumers Gas

Acquisition of Imperial Oil Limited's Holdings in Tecumseh and Other Related Assets EBO 171, EBRLG 35-05

On December 28, 1990, Consumers Gas agreed to purchase from Imperial Oil its shares of Tecumseh, along with certain other assets (leases to natural gas and petroleum resources, and storage leases) that are not regulated by this Board. On February 7, 1991, Consumers Gas filed an application with the Board for permission from the Lieutenant Governor in Council to acquire the shares, and permission from the Board to purchase the non-utility assets. The Board heard the application on September 17 and 19, 1991.

On December 10, 1991, the Board issued its Report, recommending that the Lieutenant Governor in Council approve the share purchase, since this transaction would not have a negative effect on the public interest. The Board also stated that Consumers Gas would be permitted to acquire the non-utility assets of Imperial Oil, subject to the Lieutenant Governor in Council's approval of the share purchase. The Board found that the public interest would benefit from the development of additional storage sites in southwestern Ontario, and that Consumers Gas' financial position would not be adversely affected by the purchase.

COST AWARDS

The Intervenor Funding Project Act empowers the Board to award funding to intervenors in advance of the proceedings. The Act enables parties to intervene who would otherwise be unable financially to participate in the proceedings, provided they meet defined criteria. Prior to this Act the Board only had jurisdiction to award costs at the conclusion of the proceedings.

Persons who indicate in their answers to the Board's notices of application that they require intervenor funding are sent an information package which includes a formal application for funding. When such applications are completed and returned to the Board, the Board issues notices of a funding hearing. The funding hearing is conducted by a one-person panel (Board member) other than the panel members who are to conduct the actual hearing.

Intervenor Funding Activities, April 1, 1991, to March 31, 1992

Case Type	File Number	Proponent Applicant(s)	Number of Applications	Amounts Requested	Amounts Awarded
Natural Gas Rates Applications					
EBRO	473	Consumers Gas	2	\$172,517	\$101,220
EBRO	474	Centra	3	\$263,241	\$117,590
Rate Reference from the Minister of Energy					
HR	20	Ontario Hydro	3	\$149,194	\$64,838
Generic Hearing on Gas Integrated Resource Planning					
EBO	169	Consumers Gas } Union } Centra }	10	\$575,875	\$308,768
Pipeline Construction and Expropriations					
EBLO	239	Union	1	\$9,100	\$0
EBLO	241	Consumers Gas	1	\$73,867	\$37,215
TOTAL			20	\$1,243,794	\$629,631

During the 1992 fiscal year, there were six cases in which there were applications for intervenor funding. In the six cases there were twenty applications for intervenor funding; no applications for supplementary funding were entertained by the Board during the period April 1, 1991, to March 31, 1992. Of the twenty applications for funding, thirteen were successful – a rate of 65 percent. The total moneys awarded to these thirteen intervenors was approximately \$629,600, compared with total amounts requested of \$1,243,800.

The amounts requested both for successful and unsuccessful applicants ranged from \$3,000 to \$155,500, with the average request being \$62,200. The amounts awarded were substantially less and ranged from \$15,600 to \$83,200. The average award for successful applicants was \$43,400.

Section 28 of the Ontario Energy Board Act empowers the Board, at its discretion, to fix or tax the costs of, and costs incidental to, any proceeding before it. In June 1985 (EBO 116), the Board set out the conditions upon which costs will generally be awarded. Cost awards represent reimbursement of the intervenors' reasonably incurred costs in respect of their participation in the hearings, are made after review by the Board's assessment officer, and account for any intervenor funding awarded at the outset of proceedings, where applicable.

During the 1992 fiscal year, the Board issued seventeen intervenor cost orders involving nine cases arising from its jurisdiction to award costs to intervenors at the conclusion of the proceedings. The amounts awarded in the 1992 fiscal year under this activity totalled \$202,970. Several cost award applications were under various stages of review and remained outstanding at the conclusion of the 1992 fiscal year.

Alternative Dispute Resolution (ADR) Negotiation of proposed settlements on issues.

Argument The final step in a hearing, during which participants summarize their positions on various matters of concern based on the evidence adduced.

Bcf One billion cubic feet, a measure of gas equivalent to 28.328 million cubic metres.

Board Order A legal document directing the implementation of a Board Decision. An Order is binding on the indicated parties.

Board Recommendation Usually contained in a Board report to a minister or to the Lieutenant Governor in Council, on Ontario Hydro or some other energy-related matter. Board recommendations are not binding except in matters set out under Section 23 of the Ontario Energy Board Act.

Bulk Power Rates Wholesale electricity rates to municipalities and certain industrial customers of Ontario Hydro having an average annual power demand of 5,000 kilowatts or more.

Bypass The total avoidance of the local distribution company's system for the transportation of gas.

Designated Gas Storage Area A land area containing geological formations into which the Board may authorize a person to inject, store, and remove gas. Injection of gas for storage into any geological formation outside a designated storage area is prohibited under Section 20 of the Ontario Energy Board Act.

Direct Sales Purchases of natural gas supply negotiated between producers and end-users, directly or through brokers or marketers, at prices excluding transportation; pipeline transportation arrangements must be negotiated separately with TCPL and the local distribution utility.

Gigajoule (GJ) A measure of energy content in fuel. A typical residential consumer of gas might use about 130 gigajoules per year for household heating (one GJ of thermal energy equals approximately 0.95 million cubic feet of natural gas).

GWh Gigawatt hour

Interrogatories Written requests for the supply of additional information, or clarification of information already received.

Intervention Notice of intent to participate in hearings, stating the interest in the proceeding. The person or group is called an intervenor.

IRP Integrated resource planning

NGV Natural gas vehicles

Non-Utility Generation (NUG) Generation of electricity by a privately owned company.

NPS Nominal pipe size; for example, NPS 24 refers to a pipe with an approximate exterior diameter of 610 mm or 24 inches.

Ontario Pipeline Coordination Committee (OPCC) An interministerial committee, chaired by a member of the OEB staff, and including designates from those ministries of the Ontario government which collectively have a responsibility to ensure that pipeline construction and operation have minimum undesirable impact on the environment. The environment, perceived in a broad sense, covers agriculture, parklands, forests, wildlife, water resources, social and cultural resources, public safety, and landowner rights.

Rate Base The amount that a utility has invested in assets that are used or are useful in providing service, minus accumulated depreciation, plus an allowance for working capital and any other items which the Board may determine. Rate base may also be net of accumulated deferred income taxes.

Rate of Return on Common Equity Utility income, after tax, expressed as a percentage of the amount of common equity approved for inclusion in the utility's capital structure.

Rate of Return on Rate Base Utility income, after tax, that a utility is allowed to earn expressed as a percentage of the rate base. Note that this return is not guaranteed to the utility. Rather, this is the return that the company has a reasonable opportunity to earn given forecast conditions.

Revenue Requirement The allowed expenses of the utility are added to the allowed return on rate base to obtain the amount of revenue the utility must recover through rates to cover its costs of providing service.

Spacing Unit A prescribed area (generally 50 acres) established by regulation for the purpose of drilling a well for the production of oil and gas.

TCPL TransCanada PipeLines Limited

Test Year A prospective period of twelve consecutive months (usually the company's next full fiscal year) for which projections of revenues, costs, expenses, and rate base are examined by the Board in order to set rates which will allow the utility the opportunity to earn a reasonable rate of return.

Throughput Gas sales, direct purchase and transportation volumes, and, where applicable, storage volumes.

- Production privée d'électricité :** Production d'électricité par une entreprise appartenant à des ménages privés.
- Recommandation de la Commission :** Recommandation faisan-
- Secrétariat de stockage de gaz :** Tertiaire comportant des forma-
- Taux de rendement des actions ordinaires :** Rendement après impôt de l'entreprise de services publics, exprimé en pourcentage du montant des actions ordinaires, qu'elle est autorisée à inclure dans la structure de son capital.
- Taux de rendement sur l'assiette des tarifs :** Rendement après impôt de l'entreprise de services publics, exprimé en pourcentage de l'assiette des tarifs de vente d'électricité en gros : Tarifs de vente d'électricité en gros imposés par Ontario Hydro aux municipalités et à certains clients industriels qui consomment en moyenne 5 000 kilowatts et plus par année.
- Tarifs de vente d'électricité en gros :** Tarifs de vente d'électricité en assiette complète tenus des conditions prévues.
- Taux de rendement sur l'assiette des tarifs :** Rendement après impôt de l'entreprise de services publics, exprimé en pourcentage de l'assiette des tarifs, qu'elle est autorisée à gagner. Ce rendement n'est pas garanti mais correspond au rendement moyen. L'entreprise peut raisonnablement corrépondre au rendement moyen.
- Unité d'espacement :** Surface prescrite (en général 50 acres) établie par voie de règlement et dans les limites de laquelle le forage d'un puits est autorisé en vue de la production de pétrole et de gaz.
- VEN :** Véhicules alimentés au gaz naturel négociées entre le producteur et l'utilisateur final, directement ou par l'intermédiaire d'un agent, à des prix différents des marchés avec TCPL et l'entreprise locale de distribution.
- Volume débité :** Volumes de gaz vendus, achetés directement et transpor-
- tes, auxquels s'ajoutent, s'il y a lieu, les volumes stockés.

Plaidatoire : Etape finale de l'audience au cours de laquelle les participants présentent leur position face aux diverses questions soulevées par les prévenues et leurs avocats.

Ordonnance de la Commission : Document juridique régissant la mise en exécution d'une décision de la Commission. Les parties concernées doivent être conformes aux dispositions qu'il contient.

NPs : lorsque nommée de la conducte (*nominal pipe size* en盎格里亞), il est recommandé de la conduire dans le diamètre extérieur est environ 610 mm, ou 24 pouces.

Autre vertu : Ainsi la méthode de participation à une audience, dans l'indigue des raisons pour lesquelles on s'intéresse aux délibérations. La personne ou le groupe qui en est l'auteur porte le nom d'intervenant.

Interrogatoires par écrit : Demande par écrit de renseignements complémentaires ou de clarification de renseignements déjà reçus.

G.WII : GigaWatt-II module.

Énergie solaire (G5) : Une énergie renouvelable qui utilise le soleil pour produire de l'électricité ou de la chaleur. Les panneaux solaires sont utilisés pour chauffer les maisons et les bâtiments, ainsi que pour produire de l'électricité pour alimenter les réseaux électriques.

exercice de l'entreprise : produit de toutes les opérations de l'entreprise pour la vente des biens et services.

Extremeum : Non-utilisation du réseau de la compagnie locale de distribution pour le transport du gaz.

Les coûts de production et les tarifs : les coûts de production sont calculés en tenant compte des dépenses permettant d'assurer la sécurité et la qualité des produits. Ces coûts sont ensuite ajoutés aux coûts de distribution et de vente pour déterminer le prix final. Les tarifs sont alors fixés en fonction de la demande et de la concurrence.

Assisterie des clients : non seulement l'assistance par téléphone ou en ligne, mais aussi l'assistance physique dans les bureaux pour fournir les services publics et privés aux citoyens. L'assistance des clients est un élément essentiel de la fonction publique.

EDUCATIONAL INNOVATIONS AHEAD OF THE CURVE

La déminérisation traitent en suspens, à des stades de traitement plus ou moins avancés.

Le montant total des indemnités versées pendant l'exercice 1992-1993 prises en compte dans le budget prévisionnel pour l'ensemble des mandataires, à l'exception de l'exercice 1992-1993, dépasse de 202 970 \$. A l'issue de l'exercice 1992-1993, plusieurs demandes

l'indemnisation des interventions pour neut affaires différentes en vertu de ces prérogatives d'indemnisation des interventions à la conclusion des

échelant, avant la tenue de l'audience.

participer aux audiences. Elles sont sujettes à l'examen d'un évaluateur de la Commission et tiennent compte de toute aide financière accordée, le cas

ndemnisation. Les indemnités versées correspondent au remboursement des frais engagés dans les limites raisonnables par les intervenants pour

comme des engagés pour toute audience tenue par celle-ci. En juin 1985 (EBD 1116), la Commission a défini les conditions à remplir pour éviter droit à une

L'article 28 de la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario autorise la Commission à fixer et à reclamer, à son gré, les frais d'audience et les frais

initier dans une toute autre de 3 000 \$ à 153 300 \$, la moyenne étant de 62 200 \$. Les montants effectivement accordés sont nettement en-deçà de

Le montant de ces demandes, qu'elles aient été ou non acceptées, se démontre à l'égard d'au moins 1 243 800 \$.

néfice son de 200 \$, qui devient de 240 \$ si les sommes versées aux investisseurs sont déduites. Les accapteurs, à leur tour, doivent verser un droit de 232 \$ pour les sommes versées aux investisseurs.

Le 2 avril 1991 au 31 mars 1992. Parmi ces vingt demandes d'aide financière, 14 ont été acceptées. La totalité des sommes versées aux

Intervenants ont été présentés relativement à six audiences. La Commission a traité avec demande d'aide financière simple du

INDEMNITIES

La Commission a estimé que l'adoption de ces actions par le lieutenant-gouverneur devrait être la meilleure façon d'assurer la sécurité des entreprises et des activités économiques dans le Sud-Ouest de l'Ontario tout en maintenant la stabilité financière des consommateurs.

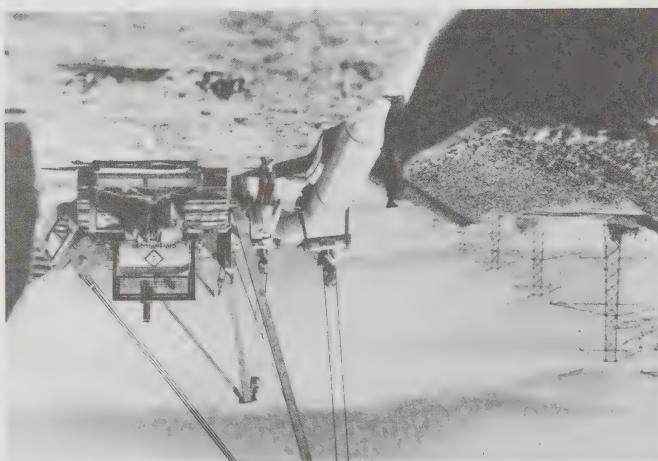
Dans son rapport du 17 juillet 1991, la Commission a recommandé
l'interdiction de l'ensemble des 171 espèces mentionnées dans
le tableau ci-dessous. La Commission a recommandé de faire
appliquer les dispositions de la loi à l'ensemble des actes
de commerce extérieur et de faire respecter la législation
européenne dans le secteur des services.

Acquisition des actions de Tecumseh et d'autres actifs connexes
Le 28 décembre 1990, Consumers Gas s'est engagé à acheter d'Impperial Oil ses actions de Tecumseh ainsi que certains actifs connexes (concessions de sources en gaz naturel et en pétrole et en concessions de stockage) qu'il ne souhaite pas sous la compétence de la Commission. Le 7 février 1991, Consumers Gas a déposé auprès de la Commission une demande d'autorisation du lieutenant-gouvernement en conseil d'acheter les actions de Tecumseh et autres actifs connexes. La Commission a délivré une demande d'autorisation de la Commission le 17 octobre 1991.

Acquisition des actions de Tecumseh et d'autres actifs connexes

Consumers Gas

AUTRES RAPPORTS

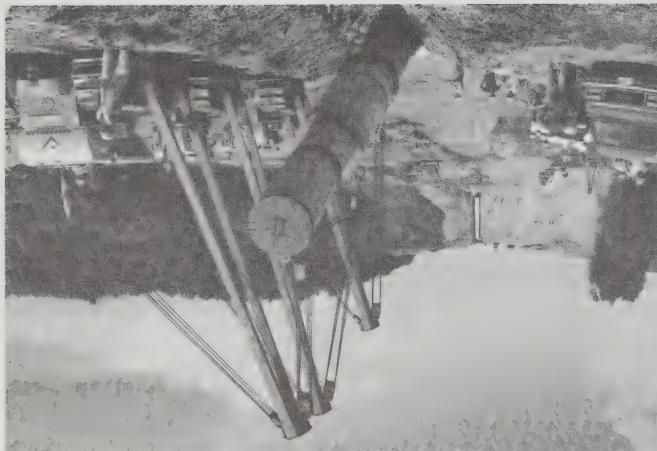


Une conduite est placée dans la tranchée du tronçon sud du pipeline de Consumers Gas à Mississauga.

Villages de Laclefied, EBA 3/93 / EBC 193
Solutions d'un accord de concession entre Consumers Gas et le village de Laclefied. En accord avec la Commission à la Concurrence, la Commission a approuvé les conditions d'un accord de concession entre Consumers Gas et le village de Laclefied. En effet que la décision du 7 octobre 1991, la Commission a recommandé une tarification qui permette à la ville de Laclefied de recouvrir ses dépenses et de réaliser un bénéfice. La Commission a également recommandé que la ville de Laclefied puisse bénéficier d'une aide financière pour la construction d'un réseau de distribution de gaz naturel. La Commission a également recommandé que la ville de Laclefied puisse bénéficier d'une aide financière pour la construction d'un réseau de distribution de gaz naturel.

Consumers Gas

MOUVEAUX ACCORDS DE CONCESSION ET CERTIFICATS



Demandes de permis de stockage de gaz et de forage

二〇一

Union Gas pour prolonger son pipeline de Milton au Canton de Dawan.

Le 30 novembre 1990, Consumers Gas a déposé auprès de la Commission d'exploitation d'infrastructures de gazoduc NPs 24 passant près Montréal, Mississauga et Guelph. Les problèmes de sécurité d'appropriationnement de cette dernière ont été au centre des débats. Dans sa décision du 4 juin 1991, la Commission a refleté cette demande parée que Consumers Gas n'avait pu prouver que la construction de ces pipelines répondait à un besoin urgent. De nouvelles pièces ont été versées au dossier et la compagnie a soumis une nouvelle demande. La Commission a évoqué le dossier et approuvé la construction des gazoducs le 2 juillet 1991.

EBLU 238 - Mississauga - Sud accordéon

Consumers' Gas

deux multicultures. Buchanan, Wyline et McKey. Cette compagnie a également demandé des certificats d'interêt public et de nécessité et l'approbation des conditions des nouveaux accords de concession, dans le but de desservir les résidents des deux municipalités.

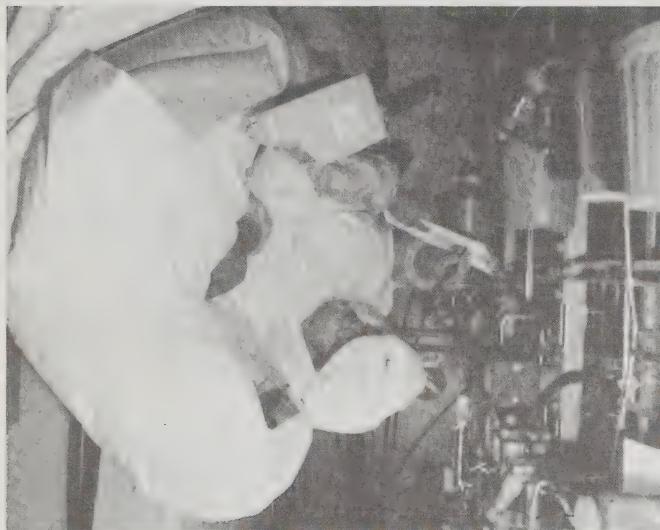
En 1989, Consumers Gas a déposé auprès de la Commission une demande d'autorisation de construction d'un pipeline et d'installations complexes pour alimenter en gaz la ville de Deep River et le canton de Rollo.

En 1991, Consumers Gas a déposé une demande de la Commission une demande de la Deep River, Buchanan, Wyline et McKay EBA 591 / EBC 193.

Ville de Deep River EBL 231, EBA 592 / EBC 194

Consumers Gas

DEMANDES RELATIVES À DES INSTALATIONS



La Commission a invité les parties intéressées à répondre par écrit au document de travail. Plusieurs intervenants, y compris les trois compagnies parvenues à leurs commentaires écrits avant le 28 février 1992.

La Commission a invité les parties intéressées à intégrer le document de travail dans les discussions environnementaux et techniques, tout fait de gaz et différents groupes environnementaux et techniques, ont fait partie de ces discussions. Les problèmes de précision afin de préciser la position des techniques sur les problèmes de sécurité au cours de l'été 1992, des conférences de nature partenariale, réalisées au cours de l'été 1992, ont permis aux parties en présence de présenter leurs préoccupations et leurs préoccupations. Les résultats de ces conférences servent d'exposés préalablement à la Plaidoirie.

- détermination et discussion des principaux problèmes que soulève la mise en oeuvre possible de la planification intégrée des ressources;
- détermination et discussion des principaux problèmes relatifs à la mise en oeuvre et à la portée de la planification intégrée des ressources.

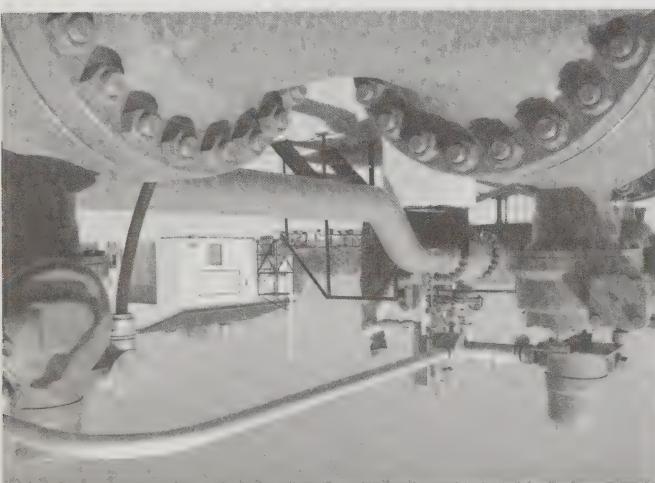
Les ouvertures de la centrale nucléaire n° 4, Ontario Hydro à Pickering portent des combinaisons anti-radation.

AUDIENCE GÉNÉRALE

Le rapport de la Commission, publié le 26 août 1991, comportait vingt-six recommandations, au nombre desquelles une hausse de tarifs recommandée de 10,5 pour 100 accueille en fonction de besoins en revenus de 8 millions de dollars et d'un revenu net de 324 millions de dollars. La Commission a recommandé au ministre de l'Énergie de modifier l'article 20 de la Loi sur la Société de l'électricité pour que les conditions applicables aux régimes de retraites soient conformes à la Loi sur les régimes de retraite, surtout du fonds de stabilisation des tarifs pour atteindre le niveau nivéau 100 demandé par Ontario Hydro. Il faudrait élever 289 millions de dollars 210 millions pour l'exercice 1992. Avec la majoration tarifaire de 8,9 pour cent en vigueur des besoins en revenus de 7 998 millions de dollars et une baisse du revenu net estimatif, qui passe de 324 millions de dollars à 100 millions de dollars pour 100, tandis que l'augmentation moyenne des tarifs s'approche de 8,9 pour 100. Aux clients industriels directs estime à 8,8 pour 100.

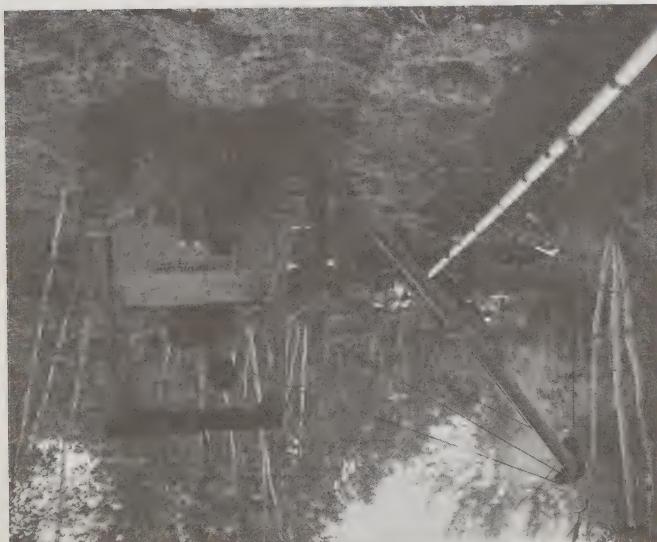
Les changements de tarifs proposés devant s'appliquer aux entreprises municipales de services publics représentent une augmentation moyenne de 8,9 pour 100, soit 170 millions de dollars de revenu net de l'augmentation des tarifs de 8,9 pour 100 devrait produire un revenu net de 324 millions de dollars, soit 494 millions de dollars de la dette prévue au 31 juillet 1991, Ontario Hydro a présenté un dossier final mis à jour, mettant en évidence des besoins en revenus de 7 998 millions de dollars et une baisse du revenu net estimatif, qui passe de 324 millions de dollars et d'amortissement de la dette prévue par la loi, qui est de 494 millions de dollars. Les changements de tarifs proposés devant s'appliquer aux entreprises municipales de services publics représentent une augmentation moyenne de 8,9 pour 100, tandis que l'augmentation moyenne des tarifs s'approche de 8,8 pour 100.

Le 2 avril 1991, la ministre de l'Énergie a assuré la Commission de la demande exercice 1992 HR 20 proposition relative aux tarifs de vente d'électricité en gros -



Du gaz naturel est injecté dans les réservoirs de Union Gas Limited au moyen de compresseurs portatifs.

二〇四



Les ouvertures de Centraal Prolongement dans la région de Sudbury.

Sommaire des données financières

Exercice 1992

Sommaire des données financières	Exercice 1992
Demande	Autofise
Affiliale des tarifs	en million de dollars
Assiette des tarifs	1 842,4
Reçettes de la compagnie	201,5
Inssurance de recettes brutes	32,6
Taux de rendement individuel en pourcentage	10,92
Taux de rendement nécessaire	11,34
Ratio d'endettement	11,92
Taux de rendement nécessaire à la compagnie	11,58
Taux de rendement individuel	10,92
Autofise	1 842,4

Demande relative aux tarifs pratiqués - exercice 1992 EIRO 474

Après la première dépôtation, Centra a négocié un prix de 1,98 \$ le EIRO 467.

À chaque pour la deuxième année de l'accord conclu avec WGL, une modifie son dossier de manière à tenir compte du prix moins élevé du gaz de même que d'autres changements survenus dans la structure du gaz capital et dans son taux de rendement. L'insuffisance de recettes a ainsi été établie à 19,9 millions de dollars pour un taux de rendement des actions ordinaires de 14,5 pour 100 et un ratio d'endettement de 38 pour 100, ce qui donne un taux de rendement global de 12,38 pour 100, qu'il a été appliquée à l'assiette des tarifs proposée de 12 millions de dollars.

L'ajustion des prévues a commencé le 28 octobre 1991 et s'est terminée après vingt jours, le 25 novembre 1991. Outre le personnel dé la Commission, plusieurs interventions ont été entendus au cours de ces discussions. La station, autorise interventions ont été entendus au cours de ces discussions. La ville de Port Francs a fait valoir que l'introduction progressive des nouveaux tarifs coûterait cher dans la conjoncture économique actuelle et que si elles dans la ville n'étaient pas pertinente. D'autres parties ont contesté la distribution finale entre les installations de transport et de distribution.

La Commission a été en mesure de résoudre les différences dans la conjoncture économique actuelle et que d'Algoma.

À l'issue de l'exercice 1991, la Commission n'avait pas encore rendu sa décision.

Demande relative aux tarifs principaux - exercice 1992 EBRD 473

Le 29 juin 1991, Consumers Gas a déposé auprès de la Commission une demande de modification tarifaire pour son exercice 1992 basé sur une estimation des recettes de 22,5 millions de dollars. L'institution a ensuite estimé que les demandes d'assiette des tarifs de 184,7 millions de dollars, d'un taux de demande net des actions ordinaires de 14 pour 100 et d'un ratio d'endettement de 35 pour 100, étaient considérables de revenues, la Commission a entériné le 1^{er} novembre 1991. D'autres prévues ont été entendues contractuelle comme suit :

Approvisonnement de WGL, pendant l'année relativement à la meilleure utilisation de la technologie informatique réalisée par Consumers Gas dans le cadre de ses activités. Dans sa décision du 14 février 1992, la Commission a approuvé une assiette des tarifs de 182,4 millions de dollars, un taux de rendement des actions ordinaires de 13,125 pour 100, un taux de demande global du capital de 1,125 pour 100, et une insuffisance de 7,8 millions de dollars. Le 17 mars 1992, la Commission a assorti cette décision d'un addendum afin que la modification de l'imposition des revenus de Consumers Gas soit prise en compte. L'institution a effectué des versements de 7,8 millions de dollars, le 17 mars 1992, à ce redressement fiscal.

Demande relative aux tarifs principaux - exercice 1991 EBRD 467

Comme le mentionnait le rapport 1990-1991, Centra a déposé auprès de la Commission, le 3 août 1990, une demande de modification tarifaire pour son exercice de 1990. La Commission a entendu les parties en novembre et décembre 1990 et en janvier 1991.

Dans sa décision du 22 mai 1991, la Commission a approuvé une assistance de 486 millions de dollars pour l'exercice se terminant le 31 décembre 1990. Un taux de rendement des actions ordinaires de 13,75 pour cent et un taux de rendement global sur l'assiette des tarifs de 12,19 pour cent ont été fixés. La Commission a approuvé les répercussions sur les coûts du gaz de l'accord intervenu entre Centra et Western Gas Marketing Limited, 32 \$ le gigajoule, établissant les prix pour les trois années à venir à 1,10 \$, 1,20 \$ et 1,30 \$. Le gigajoule respectivement. La Commission a toutefois estimé qu'il suffisait d'ajuster les augmentations proposées des coûts pouvant, à ce moment-ci, entraîner des pertes pour les compagnies. La Commission a également recommandé que la période de transition annexe de l'accord, la Commission a proposé pour la durée de deux ans. L'échéance terminale de cette compa- gne pour la durée de deux ans. Les compagnies ont accepté cette proposition.

Eliminant progressivement la période de deux ans proposée pour les différences entre les tarifs de la région de Fort Bellegarde et ceux du reste du réseau de Centra.

Dans sa décision, rendue le 23 mai 1991, la Commission a rejeté l'ensemble des actions ordinaires de 3,675 millions de dollars et a approuvé un taux de remboursement de 33,72 pour 100. Cette réduction des tarifs est imprudente aux prêts d'exploitation du gaz non comprimés à la fin de l'exercice 1990, car celle-ci déprécierait du plan d'amortissement proposé. La Commission a donc demandé que tous les redressements de l'assiette des tarifs soient effectués au cours de l'exercice 1991 et en un intervalle le recouvrement par le biais des tarifs. En ce qui concerne les pertes futurs estimées, la Commission a approuvé la marge de 0,912 pour 100 du chiffre d'affaires annuel de 1,676 million de dollars proposé par Transmèche pour compenser les pertes non comparables d'exploitation du gaz.

A black and white photograph showing four people seated around a table, looking down at a document or book that is open on the table. The people appear to be in a meeting or study session.

Billy Sotso et David Maitrews, deux membres du personnel technique, étudient une demande.

Le rapport qui suit résume les activités les plus importantes de la Commission du 1^{er} avril 1991 au 31 mars 1992.
 *Cas en suspens au 31 mars 1992

Type de cas	N° de dossier	Requérant	Objet
Renouvellement des accords de concession			
EBA	612	Union	Canton de Delhi
EBA	613	Union	Ville de Dunhuang
EBA	614	Union	Ville de Baotou
EBA	615	Union	Ville de Nantoukoué
EBA	616	Union	Ville de Simcoé
EBA	617	Union	Ville d'Ancaster
EBA	618	Union	Ville de Stony Creek
EBA	619	Centra	Ganton de Glaicemeyer
EBA	620	Centra	Ganton de Colleman
EBA	621	Union	Ville de Harrow
EBA	622	Union	Canton de Colchester North
EBA	623	Union	Canton de Colchester South
EBA	624	Centra	Canton de Dymond
EBA	625	Union	Canton de South West Oxford
EBA	626	Union	Canton d'Enniskillen
EBA	627	Consumers Gas	Acquisition d'actions d'Imperial Oil dans Tecumseh et d'autres actifs communaux
EBO	171	Consumers Gas	Acquisition d'actions sur les permis de forage de puits
EBO	172	Union	Désignation du réservoir de stockage de Dow-Sarnia
EBO	173*	Union	Réservoir de stockage bloc « A » Dow-Sarnia
EBRM	101	Union	Réservoir d'Edys Mills – désignation et autorisation
EBRM	103*	Union	Reservoir d'Edys Mills
PL	78*	Consumers Gas	Ligne Oshawa-Pickering
UA	87	Centra	Ouverture d'un compte de report – Comptes de la société d'exploitation
UA	88	Centra	Algoma Steel Révision de la réglementation minimale
Autorisations pour les activités en cours			
EBLG	28-C*	Union	Transfer de la dette fiscale (partie VI.1, demande de 1992)
EBLG	28-B	Union	Transfer de la dette fiscale (partie VI.1, demande de 1991)
EBLG	34-02	Centra	Prêt à une société affiliée par le personnel
EBLG	35-05	Consumers Gas	Achquisition des actions de Tecumseh et d'actifs connexes
EBLG	35-06	Consumers Gas	Detenus par Imperial Oil
EBLG	35-07	Consumers Gas	Transaction avec Société affiliée – Rose Technology Limited tous risques – British Gas Insurance Company Limited
EBLG	35-08*	Consumers Gas	Transaction avec Société affiliée – Services de gestion
EBLG	35-09*	Consumers Gas	Consommateurs GAs
Le rapport qui suit résume les activités les plus importantes de la Commission du 1 ^{er} avril 1991 au 31 mars 1992.			

La Commission durant l'exercice se terminant le 31 mars 1992 figurent ci-dessous les traites suite à des demandes ou à des renvois ou à l'initiative de ces dernières dans ces termes dans ces tableaux des cas traités dans le quartier. Héritement également que datant d'années antérieures.



- Qu'importe si l'interrogatoire a été effectué par un tiers, la décision de la Commission est approuvée si celle-ci a été prise dans le cadre d'une ordonnance de la Cour.
- En effet, lorsque la Commission délivre une ordonnance, elle agit au nom de la Cour et non au nom de ses membres.
- La Commission peut prendre des décisions sans être obligée de faire l'objet d'un jugement de la Cour.
- Par contre, si la Commission ne prend pas de décision, mais délivre une ordonnance, alors la Cour doit statuer sur cette ordonnance.
- Si la Cour déclare que l'ordonnance est illégale, alors la Commission devra faire une révision de son jugement.
- Si la Cour déclare que l'ordonnance est légale, alors la Commission peut prendre une décision.

III. Ordinance de La Commission

Dans la Plupart des Etats-Unis, le mandat du législatif est limité à deux mandats de quatre ans. Les deux mandats doivent être consécutifs et non séparés par un mandat de gouverneur ou d'autre fonction publique. Les deux mandats doivent être consécutifs et non séparés par un mandat de gouverneur ou d'autre fonction publique. Les deux mandats doivent être consécutifs et non séparés par un mandat de gouverneur ou d'autre fonction publique.

10) Décisions et rapports de la Commission

Section que l'audience échoue d'un renvoi, d'une demande ou d'un avis de la Commission porte sur les questions soulevées lors de l'audience de l'ensemble des recommandations de ces conclusions de la Commission, avec raisons à appui. Sa publication peut exiger plusieurs semaines ou même plusieurs mois, selon la complexité de la cause. On peut se procurer des exemplaires de ce document, contre paiement d'une somme modique, à la librairie du Gouvernement de l'Ontario, 800, rue Bay, à Toronto. La Com-mission en remet des exemplaires aux personnes ayant participé à la réunion.

de Consumers Gas à Mississauga.

5 Documentation préparatoire

Afin de permettre à toutes les parties d'entendre la documentation relative à la demande, le demandeur doit remettre les documents à l'appui de sa demande et deux à trois mois avant le début de l'audience. Le personnel de la Commission peut déposer des témoins ou établir des preuves par écrit avant la tenue de l'audience. Il s'agit aussi de présenter leurs propres arguments pour établir leur position lors de l'audience.

Lorsque la demande porte sur la construction de pipelines, elle est d'autre part le rôle du Comité d'audit de la Commission de faire une demande à la Commission de l'énergie réglementer de l'Ontario (CER) de lancer une enquête sur la construction de pipelines. Par conséquent, les documents préparatoires doivent indiquer le tracé choisi et être accompagnés d'études portant sur les préoccupations environnementales prévues.

6. ordonnances pour l'procédure
La Commission des procédures est le rapporteur des ordonnances de la procédure. Il a la responsabilité d'assurer la cohérence et la clarté de ces ordonnances. Il doit également veiller à ce que les ordonnances soient établies dans le respect des principes fondamentaux de la procédure.

Réglément négocié des conflits

de celles-ci. La commission évalue les « solutions » proposées ainsi que les pièces à l'appui de ces recommandations. Dans ses conclusions sur les questions en jeu, la commission verbalise les propositions soutenues à la Commission avant les problèmes. Ces propositions sont soumises à la Commission pour faciliter les débats et de négocier les solutions proposées afin de dresser des listes de questions ou de demandes techniques qui serviront de base aux différences fondamentales ou aux parties intéressées dans le cadre d'un processus de résolution des litiges.

3 Journée des questions liminaires et de procédure

Malgré le début de l'audience, les représentants de la Commission peuvent entendre des témoins au sujet des questions de procédure, de la liste des questions à débattre, d'une proposition de règlement ou de la limite qu'a été suivie pendant l'audience.

Audience

La Commission s'assure que les preuves présentées sont suffisantes, qu'elles sont argumentées en commission de casse. C'est le requérant qui présente d'abord son argumentation, en produisant des preuves écrites et en faisant comparaître des témoins. Les intervenants n'ont l'avantage de la Commission interro- guent ensuite les témoins et peuvent eux aussi entendre leurs propos. Ces dernières peuvent être contre-interrogées par le demandeur et par les autres intervenants. Lorsque toutes les preuves ont été présentées, chaque partie dépose ses dernières préoccupations ou critiques sur la question en débat. Ces dernières peuvent être contre-interrogées par le demandeur et par les autres intervenants. La partie qui a obtenu la victoire dans une procédure judiciaire au bureau de la Commission, à Toronto.

lorsque la Commission a déterminé la nature et la portée de l'audience, elle demande au requérant d'aviser toutes les parties concernées de l'heure et du lieu où elle se déroulera.

4 Avis d'audience

Le remboursement de leurs frais à la clôture de l'audience, comme par le montant qu'il leur sera versé. Les participants peuvent continuer à échanger, fixe le si les régularités sont admisibles à cette aide et, le cas échéant, décide l'audience. Un comité financier constitue par la Commission décide aux intervenants de demander une indemnisation avant la tenue de financer aux intervenants, qui est entré en vigueur le 1^{er} avril 1989, permet l'avis de participation à l'issue de l'audience. La loi sur le projet d'aide Avant 1989, les participants pouvaient demander le remboursement de tout les dépenses liées à l'audience – les intervenants – doivent déposer un avis d'intervention décrivant les raisons pour lesquelles ils désirent être présents.

3 Interventions

Les groupes et les personnes qui détiennent partiellement ou une audience dans leur possession doivent faire une déclaration de certaines régions désignées par le gouvernement, tous les avis doivent également parvenir en français lorsqu'une demande touche les habitants de certaines régions désignées les quotidiens de la région touchée.

Fait d'ordinaire public le texte de leur demande dans la presse de leur nature initiatrice, c'est-à-dire qu'il transmet l'avis à la compagnie de gaz naturelle demandé. Si la Commission décide de tenir une audience de sa propre groupe publics intéressés l'avis de la Commission est rapporté à leur les réguliers doivent remettre à toutes les parties concernées et à tous les intervenants une copie de l'avis d'intervention d'une demande.

2 Avis de présentation d'une demande

Le processus est mis en branle :
 1 Début
 • sur réception d'une demande de renvoi adressée par le lieutenant-gouvernement en conseil, le ministre de l'énergie ou le ministre des Richesses naturelles; ou
 • lorsqu'une Commission décide d'étudier une question relevant de sa compétence.
 Le processus est mis en branle :

Les audiences publiques sont l'un des principaux mécanismes qui permettent à la Commission de s'assurer de son mandat. Les audiences publiques donnent également la possibilité de se faire entendre aux groupes et partis qui peuvent être touchés par les décisions et rapports de la Commission. La participation du public permet à la Commission de s'assurer que ses décisions sont justes et qu'elles tiennent compte des divers points de vue et intérêts. L'audience est un processus en douze étapes.



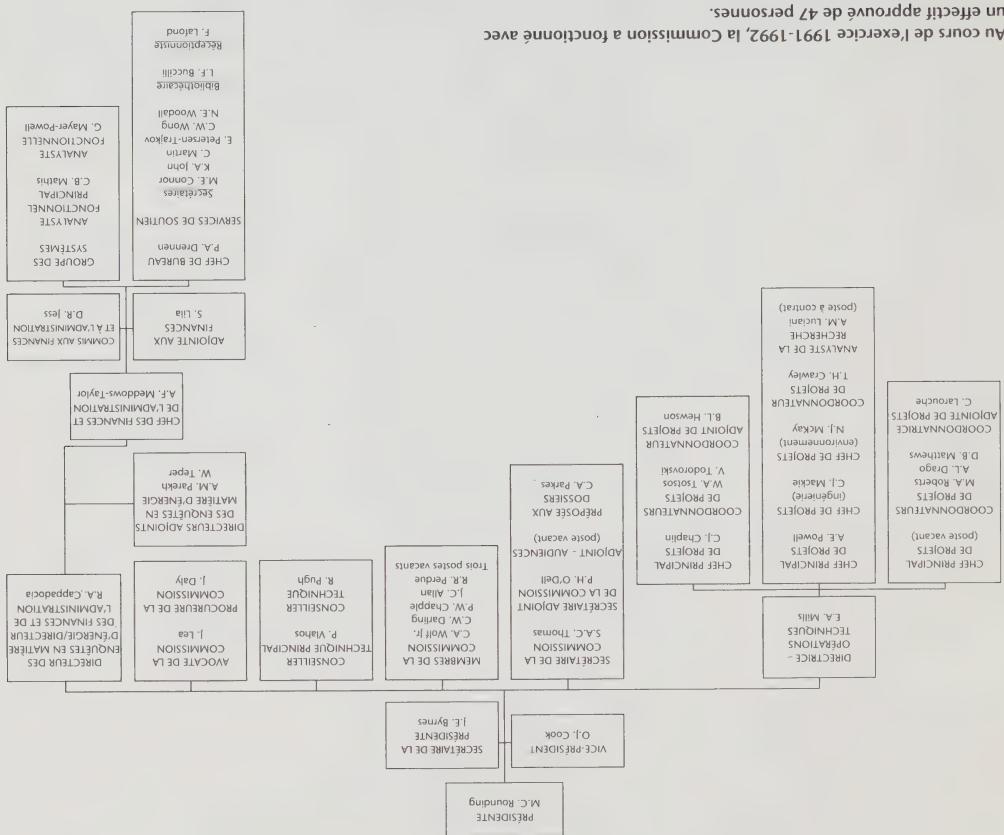
Schamim Lila, adjointe aux finances,
vérifie des factures.

\$	Budget des dépenses 1991-1992 selon les catégories
2 698 500	Traitements et salaires
519 400	Avantages sociaux
284 400	Transport et communications
2 249 200	Services
392 100	Fouillages et matériel
6 143 600	Total affecté à la Commission de l'énergie de l'Ontario
	Ventilation des dépenses pour 1991-1992
6 143 600	Budget des dépenses 1991-1992
4 671 600	Mouvements des dépenses pour 1991-1992
1 472 381	Solde moins compensations reçues du Conseil du Trésor
19 700	19 700
1 452 681	Solde rajusté

La loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario autorise la Commission à recueillir une partie de ses frais auprès des entreprises de services publics qui sont auditées par d'autres activités communes. Après la tenue d'une audience, la Commission remet à L'entrepris de services publics en cause une ordonnance de cotis qui représente une partie des frais engagés par la Commission, et, si cette dernière en décide ainsi, les frais engagés par les intervenants. Le montant à payer à la Commission comprend les dépenses directes et les débours associés à une audience précise, ainsi qu'une portion des frais fixes de la Commission, dont les frais généraux et les traitements de personnel.

Pour l'exercice 1991-1992, le budget de fonctionnement de la Commission est établi à 1 millions de dollars. De ce montant, 85 pour 100 servent aux entreprises en temps utile par l'entremise des ordonnances de cotis remises.

ORGANIGRAMME AU 31 MARS 1992





Ena Petersen-Trajkov et Carolyn Martin
sont deux des membres du personnel

autorisatation préalable. La Commission poursuit son travail de mise à jour du système établi par la Commission et ne devient utilisée le système de compétibilité uniforme que lorsque les compagnies sur leurs opérations et leurs résultats financiers. Les compagnies de gaz naturel communiquent régulièrement à la Commission leur état de performance et leur situation financière. La Commission établit alors une classification des méthodes de compétibilité utilisées par les compagnies pour déterminer si elles sont éligibles à la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, en 1996.

Les compagnies de gaz naturel doivent utiliser le système de compétibilité uniforme établi par la Commission et ne peuvent s'en écarter sans son accord. L'autorisation préalable, La Commission poursuit son travail de mise à jour du système de compétibilité uniforme lorsque les compagnies sur leurs opérations et leurs résultats financiers. La Commission établit alors une classification des méthodes de compétibilité utilisées par les compagnies pour déterminer si elles sont éligibles à la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, en 1996.

Autres questions

members de la direction et la répartition des coûts et avantages associés à ces activités de forage et d'exploitation.

pour forer ou exploiter des puits de gaz et de pétrole dans un secteur nul-
itaire, un champ ou un gisement. Elle réglemente aussi la nomination des

La Commission réglemente l'association de divers intérêts qui s'unissent à ce sujet, conformément à la loi sur les réchasses pétrolières.

demande à la Commission de présenter un rapport sur le stockage du gaz.

Les campagnes qui dessinent socles sous pression des édifices sont une information géologique souvent délivrante aussi bien qu'autoritaire. Si le relief d'injection est stable à moins de 1,6 mètres, les échelles naturelles, si elles sont dans l'ensemble étendues, peuvent être utilisées pour déterminer la hauteur des sols.

La Commission doit tenir une audience publique, au moins une fois par an, pour débattre des problèmes qui affectent les citoyens dans leur vie quotidienne.

Commission peut traiter la demande comme elle le souhaite et dans l'ordre qu'il juge nécessaire. Toute fois, lorsque l'expédition d'un document à une partie de l'autre partie ne peut être effectuée par voie de poste, l'expéditeur peut faire

ministre des Richesses nantaises, au nom unique de la Commission par le trône, déclara être soumis à l'examen de la Commission des Finances.

Les demandes de permis de forage de puits dans une zone désignée de es régulateurs.

l'indemnisation payable aux personnes sous les propriétés desquelles se trouvent les réservoirs de stockage, en cas de déscarde entre ces dernières et

écommande au hétérant-gouverneur en conseil les emplois à designer pour le stockage; elle autorise leur utilisation et décide de

équivalent à la droit d'exploiter une ressource renouvelable, si la demande correspond à un écessoin réel et si les activités prévues se ront rentables. La Commission

Le déterminer si la formation géologique se prête à l'usage proposée et, dans cette dernière, en définir les limites géographiques; elle établit en outre si le

On ces recommandations fondées sur l'expérience canadienne de 1900, pris en application dans la province de Québec, la Commission de l'énergie de l'Ontario, lorsqu'elle étudie une demande d'extension d'alimentation électrique dans le territoire, la Commission de l'énergie de l'Ontario, lorsqu'elle étudie une demande

Le stoker du gaz dans une formation géologique a moins qu'il ne s'agisse d'un empilement formé à la décomposition de 1980 pris en application de la loi sur les déchets dangereux de l'Ontario de 1980.

En vertu de la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, il est interdit d'effectuer des demandes de formation de cellules à moins qu'il ne s'agisse d'un fonctionnement éthérément.

Le système, le réseau de distribution du gaz provenant de l'Ouest canadien est recupéré en partie par l'entremise d'un système de distribution qui démarre à la demande et qui est très forte. Grâce à ce système, le réseau de distribution du gaz provenant de l'Ouest canadien

demande et parer aux situations d'urgence. En règle générale, le gaz est tocque pendant l'été, car la demande est relativement faible à cette période.

Les transports et les distributeurs pour répondre aux fluctuations de la demande dans le Sud-Ouest de la province. Le gaz qu'il y est stocké est utilisé par les industries et les distributeurs de l'Est pour répondre aux fluctuations de la demande.

La source naturelle très importante pour l'économie de la province. La moitié des emplois dans les secteurs primaire et secondaire sont dans le secteur forestier. Les emplois dans l'industrie forestière sont principalement dans la transformation et la fabrication de produits forestiers.

La capacité de stocker le gaz est essentielle au bon fonctionnement du réseau de distribution de l'Ontario. Les services de stockage constituent donc une

stockage du gaz naturel

drame de certificat, cette autorisation n'est consentie que si l'intérêt et la nécessité publiques semblent la justifier.

Le petit constitue un ouvrage d'approvisionnement en gaz dans une principale sans l'autorisation préalable de la Commission. Delivery sou

emise en état des terres nées fois la construction achève.

Carolyne Parkes, préposée aux dossiers, Willfried Tepke, directeur adjoint des enquêtes en matière d'énergie, et Kathleen John, secrétaire, dans la salle des archives.



établit les conditions types devant présider à la distribution du gaz, à nouveau ou recommandés. Le modèle, qui est entre en vigueur en 1988, vise de réguler un modèle d'accord dont l'inspiration municipale a été créée en 1985 en vertu le Comité des accords de concession municipale à tous les accords entreprise de services publics peuvent être longues et difficiles. C'est pour- sur le point d'expliquer. Les négociations entre une municipalité et une bonne nombre des accords atteints, qui remontent à trente ans ou plus, sont conditionnées différentes à l'accord de concession.

Toute municipalité peut accorder à la compagnie de gaz de son choix le droit de fournir un service sur son territoire et d'utiliser les emplois tout-terres. Mais avant que puisse être adoptée le règlement municipal dont dépend l'attribution de la concession, la Commission doit approuver les conditions afférentes à l'accord de concession.

Approbation des accords de concession

Lorsqu'elle approuve un projet, la Commission émet une ordonnance consécutivement à l'instillation des pipelines et des installations connexes, et son autorisation la construction. Elle autorise également les expatriations de pipelines. Lorsqu'elle approuve un projet, la Commission émet une ordonnance consécutivement à l'instillation des pipelines et des installations connexes, et son autorisation la construction. Elle autorise également les expatriations de pipelines. Mais avant que puisse être adoptée le règlement municipal dont dépend l'attribution de la concession, la Commission doit approuver les conditions afférentes à l'accord de concession.

Lorsqu'elle reçoit une telle demande, la Commission doit décider si le projet est effectivement dans les intérêts du public après l'avoir examiné. La COCP tâche de s'assurer que la construction des pipelines n'entraîne travaux de planification. Les compagnies de gaz naturel consultent aux premiers stades de leurs demandes officielles d'autorisation de construire ne soit présente à la Commission de détails techniques nécessaires pour l'exploitation des canalisations de transport.

Les compagnies doivent obtenir l'autorisation de la Commission. Ensuite, tous les projets de construction sont examinés par le Comité ontarien des Communications, des Affaires municipales et des Transports. Se joignent aussi au comité, s'il y a lieu, les représentants d'organismes régionaux qui œuvrent à l'alimentation, de l'énergie, de l'environnement, et de la culture et des Communications. Les perturbations à court terme résultant de ces travaux. Ces dernières sont réservées aux organismes solvables avant qu'une demande soit effectivement dans les intérêts du public.

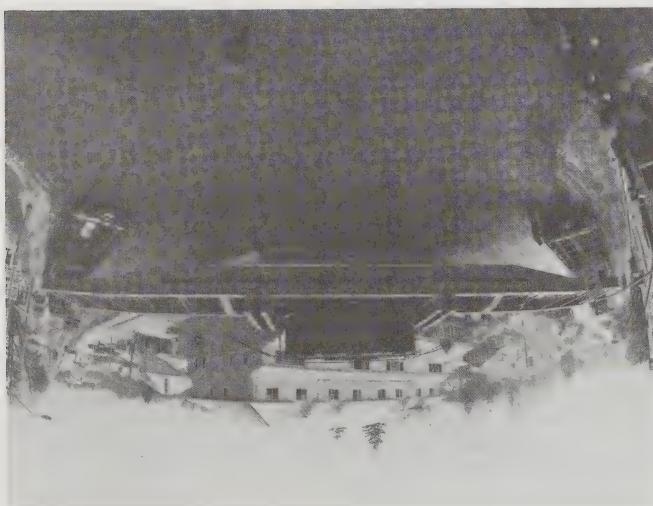
Approbation de nouvelles installations

Renvois et audiences générales

Le lieutenant-gouverneur en conseil, le ministre de l'Énergie et le ministre des Richesses naturelles peuvent demander à la Commission de tenir une audience publique sur une question précise et de leur faire rapport. Ces renvois portent d'ordinaire sur des questions liées à l'énergie et si certaines personnes n'ont pas été entendues au cours d'une audience régulière, elles peuvent être entendues à une autre audience ultérieure. La Commission peut également être appelée à tenir une audience de services publics, ou dans le cas de changement de propriétaire d'une entreprise de services publics.

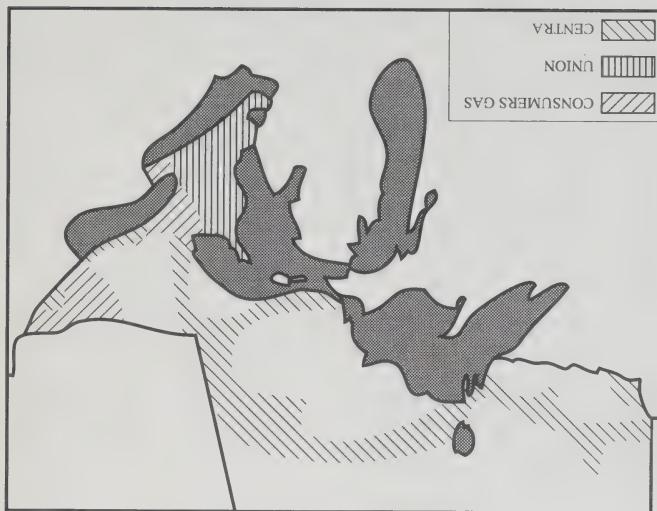
Par ailleurs, la Commission peut être invitée à tenir une audience de services publics, ou pour examiner des questions qui relèvent de son rapport et ses recommandations au sujet de l'audience. Ces deux types d'audiences sont connues sous le nom d'*audience générale*.

La Commission peut également être invitée à tenir une audience de services publics, ou pour examiner des questions qui relèvent de son rapport et ses recommandations au sujet de l'audience. Ces deux types d'audiences sont connues sous le nom d'*audience générale*.



Ontario Hydro procéde au transport du gaz naturel à un énorme transformateur de la centrale nucléaire de Douglastown à Palmerston.

Ontario Hydro est la plus importante société d'État en Ontario. Au 31 décembre 1991, elle possédait un actif de 43,24 milliards de dollars et desservait, directement ou indirectement, plus de 3 700 000 clients, dont 86 pour 100 d'abonnés résidentiels. La vente de 130 964 GWh dans la province et de 2 123 GWh à l'exportation lui ont permis d'enregistrer des recettes de 7,1 milliards de dollars durant l'exercice 1991.



Examen des tarifs d'Ontario Hydro

Les tarifs de vente en gros d'électricité d'Ontario Hydro (appelables aux municipalités et à certaines consommateurs industriels) sont établis par le conseil d'administration de la Société. Toutefois, lorsqu'Ontario Hydro exploite des techniques de gestion de la demande, elle doit soumettre une proposition en ce sens au ministre de l'Energie, qui sait la Commission du poste et la Commission des tarifs des tarifs des tarifs d'électricité d'Ontario Hydro. Ces dernières techniques sont les seules clients de Techemseh.

Techmisch Gas Storage Limited (Techmisch) exploite des réservoirs de stockage de gaz dans le Sud-Ouest de l'Ontario. Enfermement contrôlé et Union sont les seuls clients de Techmisch.

Natural Resource Gas Limited (NRG) est une petite entreprise qui fournit du gaz à 2 348 abonnés de la région d'Aylmer. Au 30 septembre 1991, NRG avait une assiette des tarifs moyenne de 4,052 millions de dollars. La compagnie affichait des recettes d'environ 3,643 millions de dollars pour son exercice finançier 1991.

Pour apprivoiser une quinzaine de mètres cubes de gaz. Les recettes totales de Centra durant l'exercice 1991 ont atteint environ 476 millions de dollars. Pour apprivoiser une quinzaine de mètres cubes de gaz. Centra a acheté en tout 3,733 millions de mètres cubes de gaz au 30 septembre. Au 31 décembre 1991, l'assiette moyenne des tarifs de Centra se chiffrait à plus de 487 millions de dollars. du lac Ontario et jusqu'à Saint-Laurier. Au 31 décembre 1991, l'assiette

TransCanada Pipelines (TCP). Le réseau de Centra est constitué d'une série d'embranchements le long du réseau existant de TCP, de Kenora aux rives du lac Supérieur et à l'est de la ville de Sudbury.

TransCanada Pipelines (TCP). Le réseau de Centra est constitué d'une série d'embranchements le long du réseau existant de TCP, de Kenora aux rives du lac Supérieur et à l'est de la ville de Sudbury.

Central Gas Ontario Inc. (Centra) approvisionne en gaz environ 118 collectivités du Nord-Ouest, du Nord et de l'Est de l'Ontario. Son réseau de distribution de gaz naturel se compose d'environ 6 870 kilomètres de pipelines recouvrant une surface totale de 13 milliards de dollars. Des recettes totales de 1,3 milliard de dollars. TransCanada Pipelines (TCP). Le réseau de Centra est constitué d'une série d'embranchements le long du réseau existant de TCP, de Kenora aux rives du lac Supérieur et à l'est de la ville de Sudbury.

Union Gas Limited (Ugton), deuxième compagnie de distribution d'installations de stockage et de stations de compression pour le compte de clients et d'autres entreprises de services publics dans l'Est de l'Ontario et au Québec. Au 31 mars 1992, son assiette des tarifs s'établissait à environ 1,5 milliard de dollars. Elle comprenait plus de 632 500 consommateurs résiden-

tiels, commerciaux et industriels, soit un volume total estimé à 21,2 milliards de mètres cubes pendant l'exercice financier 1992, y compris le gaz acheté pour le compte d'autres compagnies distributrices. Le volume total de gaz livré à des clients s'occupant de distribution (c'est-à-dire à des compagnies qui vendent ou transforment du gaz) atteignait 7,8 milliards de mètres cubes. Pendant le même exercice, Union Gas Ltd. a réalisé des recettes totales de 1,3 milliard de dollars.

British Gas plc. Monde entier à 1,53 milliard de dollars. Consumers Gas appartenait entièrement à

cet exercice à été de 9,8 milliards de mètres cubes, ses recettes totales se chiffraient à 1,69 milliard de dollars. Le volume total de gaz débité par Consumers durant l'année de son dernier exercice financier, soit assiette des tarifs se chiffrait à 1,689 milliard de dollars. Le Nord de l'Est de l'Ontario et le Québec ont assiette des tarifs de 1,69 milliard de dollars. Au 30 septembre 1991, date de

Québec et le Nord de l'Est de l'Ontario, Consumers distribue également du gaz dans l'Ouest du Canada. Par le biais de sociétés affiliées ne relevant pas de la compétence de la Commission, Consumers distribue également du gaz dans l'Ouest de l'Ontario, commercialise et desserte quelque 1 090 000 consomma-

teurs résidentiels, commerciaux et industriels dans le Sud, le Centre et l'Est. Dans le cadre des audiences relatives aux tarifs, la Commission doit non raisonnables, mais encore que le service fourni est de qualité satisfaisante. Dans le cadre des audiences relatives aux tarifs, la Commission doit non raisonnables, mais encore que le service fourni est de qualité satisfaisante.

The Consumers' Gas Company Ltd (Consumers Gas) est le plus grand distributeur canadien de gaz naturel de desserte régionale à l'est de l'Ontario. La Commission peut accorder un redressement tarifaire provisoire aux compagnies, mais évidemment lorsque les frais ou les revenus d'une compagnie ou aux consommateurs lorsqu'il y a une modification importante. En particulier, ces redressements peuvent faire l'objet d'une audience spécifique qui dirige généralement un jour ou deux. Les tarifs provisoires sont sujets à révision et ne deviennent définitifs qu'à partir du moment où la Commission rend sa décision finale et émet une ordon-

né. Dans le cadre des audiences relatives aux tarifs, la Commission doit non

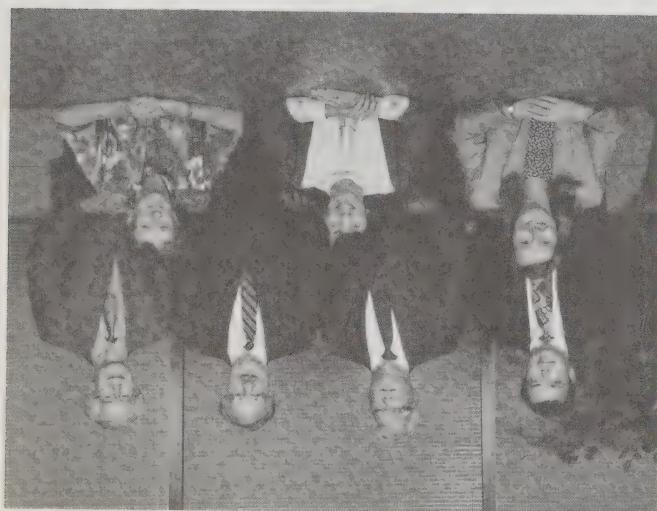
raisonnable, mais encore que le service fourni est de qualité satisfaisante.

Union Gas Limited (Ugton), deuxième compagnie de distribution d'installations de stockage et de stations de compression pour le compte de clients et d'autres entreprises de services publics dans l'Est de l'Ontario et au Québec. Au 31 mars 1992, son assiette des tarifs s'établissait à environ 1,5 milliard de dollars. Elle comprenait plus de 632 500 consommateurs résiden-

tiels, commerciaux et industriels, soit un volume total estimé à 21,2 milliards de mètres cubes. Pendant l'exercice financier 1992, y compris le gaz acheté pour le compte d'autres compagnies distributrices. Le volume total de gaz livré à des clients s'occupant de distribution (c'est-à-dire à des compagnies qui vendent ou transforment du gaz) atteignait 7,8 milliards de mètres cubes. Pendant le même exercice, Union Gas Ltd. a réalisé des recettes totales de 1,3 milliard de dollars.

Les régions les plus industrielles de gaz sont concentrées dans l'est de la province où des compagnies de gaz fournissent le transport et la distribution de gaz naturel. Les compagnies de gaz fournissent également des services de chauffage et d'éclairage pour les résidences et les établissements commerciaux. Le secteur de l'industrie pétrolière est également important dans cette région.

ROLL ETI RESPONSBILITÉS



Les membres de la Commission
au premier rang : R.R. Perdue, Carl A. Wolf Jr.,
C.W.W. Drilling, O.J. Cook (vice-président);
du second rang : Juddith C. Allen,
Maree C. Rounding (présidente),
Pamela W. Chapple.

La loi sur le projet d'aide financière aux intérêvements a été proclamée le 1er avril 1989 par le lieutenant-gouverneur en conseil. Ce projet pilote, d'une durée de trois ans, prévoit un mécanisme permettant de financer davantage le secteur des trois ans.

- La Lot sur les concessions multipliées;
 - La Lot sur les franchises préétablies;
 - La Lot sur les services publics;
 - La Lot sur l'exploitation forcée;
 - La Lot sur le profit d'aide financière aux entrepreneurs.

six autres lois, à savoir :

La plupart des responsabilités et pouvoirs de la Commission sont énumérés dans la Loi sur la Commission de l'énergie de Ontario et, accessoirement, dans

l'industrie ontarienne du gaz naturel. En 1974, le gouvernement a élargi le mandat de la Commission pour y inclure l'examen annuel des modifications apportées aux tarifs de vente par les gros détaillants d'Ontario Hydro. Suite à ces limitations de réglementation, la Commission, à la demande du lieutenant-gouverneur en conseil, du ministre de l'Énergie ou du ministre des Richesses naturelles, formule des recommandations sur diverses questions relatives à l'énergie. Dans toutes ses activités, la Commission de l'énergie offre à la population tout le service public et à la province ses services à l'énergie.

MANDAT

Le présent rapport décrit le mandat de la Commission, ainsi que son rôle et ses obligations. Il concerne une liste de toutes les activités menées durant l'exercice se terminant le 31 mars 1992, dont certaines sont présentées dans leurs grandes lignes.

La Commission de gaz naturel en fixant leurs tarifs, en autorisant la construction d'infrastructures de transport et en réglementant les lignes de transmission contribue à assurer l'énergie nécessaire à l'industrie et au commerce. La Commission de gaz naturel en fixant leurs tarifs, en autorisant la construction d'infrastructures de transport et en réglementant les lignes de transmission contribue à assurer l'énergie nécessaire à l'industrie et au commerce. La Commission de gaz naturel en fixant leurs tarifs, en autorisant la construction d'infrastructures de transport et en réglementant les lignes de transmission contribue à assurer l'énergie nécessaire à l'industrie et au commerce.

gaz naturel revêt une grande importance pour l'Ukraine, tant que source d'énergie et comme matrice première, biologique et minérale dans le secteur des secteurs de l'économie. Le gaz naturel constitue le principal combustible de l'industrie, mais aussi les secteurs de transports, et il est le combustible privilégié pour le chauffage de l'eau et des locaux dans la province. En fait, l'Ontario utilise plus de gaz naturel que toute autre province canadienne, et consomme deux fois plus que la moyenne canadienne. Les combusables et énergétiques représenteront environ 42 pour 100 du total de la demande de gaz naturel dans la prochaine décennie.

Marie C. Rouding

Walter C. Young

La Presidente,

Ontario.

je suis de l'avenir, je dois dire le progrès mondialiste, la compétence et le dévouement des membres de la Commission sont évidents, mais on note avec quelque regret que la Commission a été remplie avec une grande compétence et une grande confiance à la Commission de l'énergie de l'Europe, mais il est difficile de déterminer si cette Commission a été remplie avec une grande compétence et une grande confiance à la Commission de l'énergie de l'Europe.

Wychowancie a été nommée présidente de la Commission. Sa vaste expé-
rience a été un grand atout tant pour le gouvernement qu'en faveur de la Commissi-
on. J'aimerais également souligner ma reconnaissance à M. Cook pour
ses contributions au cours de cette période de présidence par intérim pendant une période de
six mois au cours de laquelle il a apporté une grande aide à la Commission. Cook pour-
rait être nommé à un poste. Cook a été nommé vice-président de la Commis-
sion le 7 novembre 1991.

Le temps dégagé permettra à certains hommes de voyager pour le travail et de mener des séjours de repos. Mme Stéphanie J. Wyckhovenec, pour sa part, a été nommée membre du conseil d'administration de la Fondation pour l'amélioration de la condition féminine. Mme Jeanne Léonard, de son côté, a été nommée membre du conseil d'administration de la Fondation pour l'amélioration de la condition féminine.

En ce qui concerne les membres de la Commission, on note cette année le départ de Mme W.V. Belleski de la D.R.M., Higgin. Nous leur exprimons notre reconnaissance pour les services qu'ils ont rendus à la Commission et leur souhaitons un franc succès dans leurs nouvelles activités.

Commission et de l'Organisation Nationale des Associations, qui se réunit régulièrement pour étudier les problèmes pratiques de la formation des cadres, et la Commission des relations internationales qui a été créée dans le cadre des relations entre les cours, les associations et les partenaires étrangers.

Les résultats de l'étude montrent que les différences entre les deux groupes sont significatives pour la mesure de la pression artérielle systolique et diastolique, mais pas pour la mesure de la pression artérielle moyenne. Les différences sont également significatives pour la mesure de la pression artérielle moyenne dans les deux groupes.

actuellement mis en oeuvre. La Commission vient par exemple d'instaurer un processus de révision des taux pour une période dessai de deux ans et un mécanisme de règlement négocié des conflits permettant aux parties de

Certains principes de fonctionnement ont été examinés en vue de certains principes de rationalisation le processus de réglementation, et certains sont

L'indemnisation des interventions envisagéeant de faire une demande d'avance de fonds en vertu de la Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants.

Le règlement à la conclusion des audiences. Des politiques et méthodes revisées sont actuellement envisagées afin de renforcer la confiance en

Par la même occasion, la Commission s'est efforcée de réduire dans une certaine mesure les aléas du traitement des indemnisations et d'en accélérer

nombre de changements visant surtout à rendre le processus de financement des interventions plus efficace.

cade d'une évaluation de ce projet, s'est prononcée en faveur d'un certain nombre de réponses à une demande d'information du gouvernement dans le

public aux audiences, rendue possible par cette loi. A cet égard, La Commissio

La Commission a en outre demandé un certain nombre de décisions très établies sur le projet d'aide financière aux intervenants, projet piloté établi sur

autres domaines d'activité des entreprises de services publics.

En janvier 1992, j'ai remis à la Commission de l'énergie de l'Ontario après avoir exercé, pendant cinq ans, diverses fonctions au sein de la fonction publique de l'Ontario. Au moment où j'ai quitté la Commission en 1987, l'industrie du gaz naturel cherchait à mettre en oeuvre l'accord de l'Ouest et l'entente sur les marchés et les prix du gaz naturel de façon à en respecter l'entraîne une baisse substantielle des prix. En fait, malgré la hausse des frais d'exploitation des compagnies de gaz naturel, le prix de vente du gaz aux consommateurs dans son ensemble est encore sensiblement le même qu'il y a dix ans.

La déréglementation, par le jeu des forces de l'offre et de la demande, a entraîné une baisse substantielle des prix. En fait, malgré la hausse des frais d'exploitation des compagnies de gaz naturel, le prix de vente du gaz aux consommateurs dans son ensemble est encore sensiblement le même qu'il y a dix ans.

En raison des gains de compétitivité du gaz par rapport à d'autres formes d'énergie, les compagnies de gaz ont été poussées à investir davantage pour être capables de subsister à la demande. Cela explique dans une large mesure pourquoi, ces dernières années, les compagnies se présentent devant la Commission afin de recamérer la révision de leurs tarifs. Je prévois que cette mission sera encore quelque temps.

Si la seconde moitié des années 1980 a été marquée au sein de la Commission de l'énergie, la Commission a ensuite un processus de consultation plus en plus d'importance. Aussi, le rôle traditionnel des compagnies de gaz de même que leur mode de fonctionnement sont probablement appelés à changer. La place de la Commission considérée donc à ce chapitre ne change pas. La nature controversée de cette question, il y a lieu de penser que la réalisation de ce projet prendra du temps.

Le présent rapport passe en revue les décisions les plus importantes de la Commission au cours de l'exercice. La nature variée des questions traitées donne la mesure de la diversité de l'exercice. La nature variée des questions traitées donne la mesure de la diversité des compétences dont la Commission doit se prévaloir pour régler les problèmes avec efficacité. La Commission n'autrait pas s'acquitter de sa tâche, soit la comparaison, si elle n'avait pu compter sur le talent, les connaissances et l'esprit de coopération des membres et de son personnel dévoués.

Hydro pour l'année 1992 et à émis, à l'intention du gouvernement, certaines recommandations. Il est à noter que les questions relatives à la production proposées d'augmentation des tarifs de vente d'électricité en gros d'Ontario lors de cet exercice, la Commission a procédé à l'examen annuel de la



A circular logo containing three chasing arrows forming a triangle, with the text "Recycled Paper" to its right.

Ministry of Energy
of the
Energy
Ministère de l'Énergie

Queens Park	Toronto, Ontario
Montreal Park	MONTREAL, Quebec
Quebec Park	Quebec City, Quebec
Montreal Park	MONTREAL, Quebec
Montreal Park	MONTREAL, Quebec

A son honneur Henry N.R. Jackman
Lieutenant-gouverneur de la province de l'Ontario

J'ai, l'honneur de présenter le rapport annuel de la Commission de l'énergie de l'Ontario décrivant les diverses activités de l'exercice 1991 - 1992.

Brian Schaffner

Le ministre de l'Énergie
Brian A. Charlton

et Union Gas Limited (installations de gaz naturel).
Photographies fournis par : Vincenzo Pietropaolo; Ontario Hydro (centrales
électriques); Centra Gas Ontario Inc.; The Consumers' Gas Company Ltd.

ISSN 0317-4891

1-800-668-9938.
Toronto (Ontario) M7A 1N8. Pour les appels interurbains sans frais, composez le
880, rue Bay, 3e étage,
Les personnes habitant à l'extérieur de Toronto peuvent s'adresser au Service des
publique, ministre des Services gouvernementaux, 880, rue Bay, Toronto,
tel. (416) 326 3300.
Commission à la libéralisation du gaz au 880, rue Bay, Toronto.
On peut se procurer des exemplaires du présent rapport et d'autres publications de la

(416) 481-1967
Toronto (Ontario)
Bureau 2601
2300, rue Yonge
Les bureaux de la Commission de l'énergie de l'Ontario sont situés au

Lexique de termes et sigles 34

Audiences publiques 15	Structure 13
Introduction 5	Messagerie de la Présidente 3
Reappraisal des activités 18	Demandes relatives aux tarifs du gaz naturel 20
Demandes relatives à des installations 28	Examen de la demande d'Ontario Hydro 26
Nouvelles accords de stockage de gaz et de forage 30	Demandes de permis de stockage de gaz naturel 30
Autres rapports 31	Nouveaux accords de concession et certificats 31
Indemnités 32	Demandes relatives à des installations 32
Bureau 2601 2300, rue Yonge Les bureaux de la Commission de l'énergie de l'Ontario sont situés au	Toronto 2601 2300, rue Yonge Les bureaux de la Commission de l'énergie de l'Ontario sont situés au



Commission
de l'énergie
de l'Ontario
